



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Mecánica

Nuevos combustibles gaseosos: Tecnologías de producción de hidrógeno

Autor:

Prieto Quiroga, Miguel Ángel

Tutor:

Segovia Puras, José Juan
Departamento de Ingeniería
Energética y Fluidomecánica

Valladolid, enero 2023.

AGRADECIMIENTOS

Estoy enormemente agradecido a mi familia y amigos, en especial a mis padres y mi pareja, por el apoyo, ánimos y confianza a lo largo de mi formación como ingeniero industrial.

También, agradecer a mi tutor José Juan Puras Segovia la dirección e implicación en el trabajo de fin de grado, y el conocimiento adquirido sobre el hidrógeno y la necesidad de una transición hacia un planeta libre de emisiones de carbono.

Al departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica, por el excelente trato y respeto que me han brindado desde el primer día.

Por último, a todos los profesores, compañeros y amigos que han compartido conmigo este bonito viaje.

Ha sido una etapa llena de momentos felices y agradables, pero también de angustia, miedo y decepción. Todos ellos han hecho de mí una persona más madura, capaz y realizada.

Por todo ello, gracias de corazón.

RESUMEN

El hidrógeno renovable puede ser una solución para la descarbonización y el autoabastecimiento energético sostenible de la sociedad, y contribuirá a la neutralidad climática en 2050. Se ha realizado una revisión del hidrógeno como vector energético, presentando una panorámica de las tecnologías de producción, transporte, almacenamiento y uso. Se ha realizado una revisión de los métodos de obtención del hidrógeno a partir de fuentes renovables y no renovables, aunque el objetivo es que todo el hidrógeno sea verde, es necesaria una transición desde los actuales métodos de obtención a las nuevas tecnologías de producción de hidrógeno. El transporte en estado líquido y gaseoso son los más demandados y desarrollados. La producción de energía eléctrica a partir de hidrógeno se realiza con pilas de combustible, las alcalinas (AFC) son las más desarrolladas y eficientes. La tecnología del hidrógeno tiene un amplio margen de mejora en cuanto a costes y desarrollo tecnológico.

Palabras clave: **hidrógeno, renovable, verde, electrólisis, pila de combustible.**

ABSTRACT

Renewable hydrogen can be a solution for decarbonization and sustainable energy self-sufficiency in society, and will contribute to climate neutrality by 2050. A review of hydrogen as an energy vector has been carried out, presenting an overview of the technologies of production, transport, storage and use. A review of the methods of obtaining hydrogen from renewable and non-renewable sources has been carried out, although the objective is that all hydrogen is green, a transition from current methods of obtaining to new hydrogen production technologies is necessary. Transport in liquid and gaseous state are the most demanded and developed. The production of electrical energy from hydrogen is carried out with fuel cells, alkaline (AFC) are the most developed and efficient. Hydrogen technology has a wide margin for improvement in terms of costs and technological development.

Keywords: **hydrogen, renewable, green, electrolysis, fuel cell.**

ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....	3
RESUMEN.....	5
ABSTRACT.....	5
ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
ÍNDICE DE TABLAS.....	16
INTRODUCCIÓN	19
1 INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 Descripción del proyecto	20
1.2 Objetivos del proyecto	21
PROCESOS DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO	23
2 PROCESOS DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO.....	24
2.1 Fuentes no renovables	27
2.1.1 Reformado de hidrocarburos a partir de gas natural	27
2.1.1.1 Reformado de metano con vapor (SMR) sin captura (GRIS) y con captura (AZUL)	28
2.1.1.2 Oxidación parcial del metano (POX) sin captura (GRIS) y con captura (AZUL).....	28
2.1.1.3 Reformado autotérmico (ATR = SMR + POX) sin captura (GRIS) y con captura (AZUL)	29
2.1.2 Producción de hidrógeno a partir de energía nuclear.....	29
2.1.3 Producción de hidrógeno por gasificación de carbón.....	30

2.2	Fuentes renovables	31
2.2.1	Pirólisis y gasificación de biomasa.....	31
2.2.2	Energía solar	32
2.2.3	Proceso de electrólisis del agua.....	33
2.2.3.1	Electrolizador alcalino.....	37
2.2.3.2	Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM).....	38
2.2.3.3	Electrolizador de óxido sólido (SOEC)	39
2.2.3.4	Electrolizador microbiano (MEC).....	40
	ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO.....	43
3	ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO	44
3.1	Almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso	45
3.2	Almacenamiento de hidrógeno en estado líquido.....	51
3.2.1	Hidrógeno líquido criogénico (LH ₂).....	51
3.2.2	Amoníaco (NH ₃) y portadores orgánicos líquidos (LOHC)	58
3.3	Almacenamiento de hidrógeno por absorción (estado sólido).....	63
3.3.1	Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos	63
3.3.2	Almacenamiento de hidrógeno en sistemas porosos.....	66
3.4	Breve comparativa de los diferentes procesos de almacenamiento.....	68
	PILAS DE COMBUSTIBLE.....	73
4	PILAS DE COMBUSTIBLE	74
4.1	Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM)	75

4.2	Pila de combustible de metanol (DMFC).....	76
4.3	Pila de combustible alcalina (AFC)	77
4.4	Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC)	78
4.5	Pila de combustible de carbonato fundido (MCFC).....	79
4.6	Pila de combustible de óxido sólido (SOFC).....	80
4.7	Tablas comparativas de las diferentes pilas	81
	ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO	83
5	ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.....	84
5.1	Costes de producción, eficiencias y emisiones	86
5.1.1	Hidrógeno negro/marrón	87
5.1.2	Hidrógeno gris.....	87
5.1.3	Hidrógeno amarillo	88
5.1.4	Hidrógeno azul.....	88
5.1.5	Hidrógeno rosa	89
5.1.6	Hidrógeno verde	89
5.2	MERCADO AUTOMOVILÍSTICO	94
5.2.1	Hidrogeneras en España.....	95
5.2.2	Precio actual del H ₂ en las hidrogeneras españolas	96
5.2.3	Comparativa del Hyundai NEXO con su homólogo diésel.....	98
5.2.4	Comparativa del Toyota Mirai con su homólogo diésel	101
	CONCLUSIONES	105
6	CONCLUSIONES	106

BIBLIOGRAFÍA 109

7 BIBLIOGRAFÍA 110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Objetivos España a 2030. Fuente: [3]	25
Figura 2: Etapas de la cadena de valor del hidrógeno. Fuente: [3]	26
Figura 3: Fuentes de obtención del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia	27
Figura 4: Temperaturas máxima (superior, azul) y óptima (inferior, roja) para un receptor solar en relación con su proporción de concentración. Fuente: [4]	32
Figura 5: Máxima eficiencia solar-a-trabajo para un receptor solar simplificado en relación con la temperatura de varias concentraciones. Fuente: [4]	32
Figura 6: Electrolizador o célula de electrólisis. Fuente: [14]	33
Figura 7: Ciclo de obtención y consumo del hidrógeno. Fuente: [15]	35
Figura 8: Métodos de obtención del hidrógeno. Fuente: [17]	36
Figura 9: Electrólisis alcalina. Fuente: Fuente: [17]	37
Figura 10: Electrólisis PEM. Fuente: [17]	38
Figura 11: Electrólisis SOEC. Fuente: [17]	39
Figura 12: Electrólisis microbiana. Fuente: [17]	40
Figura 13: Diagrama densidad-temperatura del hidrógeno. Fuente: [19]	44
Figura 14: Distintos métodos de almacenamiento físico y almacenamiento mediante materiales. Fuente: [19]	45
Figura 15: Comparación de la energía por unidad de masa y la energía por unidad de volumen de varios combustibles en base a su poder calorífico inferior. Fuente: [19]	46

Figura 16: Esquema de los distintos tipos de depósitos para el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: [19]	47
Figura 17: Depósitos tipo I de hidrógeno comprimido. Fuente: [19].....	47
Figura 18: Depósito tipo II de hidrógeno comprimido. Fuente: Online [19].....	48
Figura 19: Depósitos tipo III de hidrógeno comprimido. Fuente: [19].....	48
Figura 20: Depósito tipo IV del Toyota Mirai para el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: [19]	49
Figura 21: Infraestructuras básicas del corredor verde. Fuente: [20]	50
Figura 22: Comparativa de la densidad gravimétrica respecto de la densidad volumétrica para distintos combustibles. Fuente: [22]	51
Figura 23: Proceso de licuefacción del hidrógeno. Fuente: [23]	52
Figura 24: Proceso de compresión. Fuente: [23].....	52
Figura 25: Energía consumida por el ciclo Claude. Fuente: [23].....	53
Figura 26: Isómeros de spin para (i) y orto-hidrógeno (ii). Fuente: [23].....	53
Figura 27: Concentración de para-hidrógeno en función de la temperatura. Fuente: [23].....	54
Figura 28: Catalizador de óxido de hierro. Fuente: [23].....	54
Figura 29: Conversión continua con intercambiadores de calor con catalizador (I). Fuente: [23]	55
Figura 30: Intercambiador de aletas de aluminio. Fuente: [23]	55
Figura 31: Expansor de turbina. Fuente: [23]	56
Figura 32: Separador de fase “flash drum”. Fuente: [23].....	56
Figura 33: Tanque de LH ₂ en el Kennedy Space Center. Fuente: [23].....	57

Figura 34: Posibles tecnologías de transporte para el LH ₂ . Fuente: [23].....	57
Figura 35: Métodos de transporte según distancia. Fuente: IRENA.....	58
Figura 36: Formación del amoniaco a partir de hidrógeno verde. Fuente: Wikipedia y elaboración propia.....	59
Figura 37: Planta de hidrogenación. Fuente: [26]	60
Figura 38: Comparativa densidades energéticas para los distintos procesos de hidrógeno líquido. Fuente: [26]	61
Figura 39: Comparativa densidades volumétricas y gravimétricas para los distintos procesos de hidrógeno líquido. Fuente: [26].....	62
Figura 40: Capacidad de almacenaje de hidrógeno para hidruros metálicos comparado con otros compuestos orgánicos. Fuente: [31].....	64
Figura 41: Almacenamiento reversible de hidrógeno respecto del área específica del material para carbonos nanoestructurados y nanotubos de carbono. Fuente: [31].....	66
Figura 42: Estado de desarrollo de las diferentes formas de almacenamiento de hidrógeno estudiadas. Fuente: [33].....	68
Figura 43: Densidad volumétrica vs densidad gravimétrica de las diferentes formas de almacenamiento de hidrógeno estudiadas. Fuente: [34].....	68
Figura 44: Comparativa de propiedades físicas de operación y capacidades gravimétricas y volumétricas para los diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: [15] y [31].....	69
Figura 45: Comparativa de densidades energéticas para los diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: [15].....	69
Figura 46: Funcionamiento de una pila de combustible. Fuente: Online [35]	74

Figura 47: Pila de combustible de hidrógeno. Fuente: [36]	74
Figura 48: Pila de combustible PEM. Fuente: [37]	75
Figura 49: Pila de combustible PEM real. Fuente: [38]	75
Figura 50: Pila de combustible DMFC. Fuente: [37]	76
Figura 51: Pila de combustible DMFC real. Fuente: [37]	76
Figura 52: Pila de combustible AFC. Fuente: [37]	77
Figura 53: Pila de combustible AFC real. Fuente: [39]	77
Figura 54: Pila de combustible PAFC. Fuente: [37]	78
Figura 55: Sistema de potencia PureCell, que suministra 400 kW de potencia. Fuente: [37]	78
Figura 56: Pila de combustible MCFC. Fuente: [37]	79
Figura 57: Sistema de potencia (100W) con pila MCFC (1966, Texas). Fuente: [39]	79
Figura 58: Pila de combustible SOFC. Fuente: [37]	80
Figura 59: Sistema de potencia Siemens con pila SOFC que produce 200 kW. Fuente: [39]	80
Figura 60: Primer motor de combustión interna propulsado con hidrógeno - Rivaz Engine (François Isaac De Rivaz, 1808). Fuente: [42]	84
Figura 61: Demanda global de hidrógeno puro (1975-2018). Fuente: [43]	85
Figura 62: Política de apoyo actual para el despliegue de hidrógeno (2018). Fuente: [43]	85
Figura 63: Esquema conceptual de los colores del hidrógeno según sus fuentes, procesos, post-procesos y emisiones. Fuente: [44]	86

Figura 64: Gráfico de barras de las emisiones netas medias de los diferentes métodos de producción del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia	91
Figura 65: Gráfico de barras de los costes medios operativos de los diferentes métodos de producción del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia	92
Figura 66: Gráfico de dispersión para los conjuntos de emisiones medias equivalentes, costes nivelados y eficiencias (tamaño burbuja) de los diferentes métodos de producción del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia	93
Figura 67: Hyundai NEXO. Fuente: [46]	94
Figura 68: Toyota Mirai. Fuente: [46].....	94
Figura 69: Honda Clarity Fuel Cell. Fuente: [46]	94
Figura 70: Mapa de las hidrogeneras abiertas y en construcción en España y Portugal en 2022. Fuente: [49].....	95
Figura 71: Mapa de producción de hidrógeno limpio y barato. Fuente: [50]	96
Figura 72: Coste de propiedad por combustible y autonomía según la AIE. Fuente: [50]	97
Figura 73: Hyundai NEXO. Fuente: [52]	98
Figura 74: Toyota Mirai Vision. Fuente: [56]	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Emisiones contaminantes de diferentes combustibles con referencia al diésel. Fuente: [2].....	24
Tabla 2: Comparación de propiedades físicas entre el LH ₂ y el LNG. Fuente: [2]....	24
Tabla 3: Comparación de eficiencias entre los diferentes electrolizadores. Fuente: [3]	41
Tabla 4: Comparativa de propiedades físicas del LH ₂ , NH ₃ y líquidos orgánicos. Fuente: [27]	61
Tabla 5: Propiedades de operación y capacidades de los hidruros de Mg. Fuente: [15]	64
Tabla 6: Capacidades de almacenamiento de calor y temperatura de operación para los diferentes hidruros descritos anteriormente. Fuente: [15]	65
Tabla 7: Ventajas y barreras que presenta frente a los otros modos de almacenamiento. Fuente: elaboración propia basada en fuente [32].....	70
Tabla 8: Características principales de las diferentes pilas de combustible. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [35], [40], [41].....	81
Tabla 9: Usos, ventajas e inconvenientes de las diferentes pilas de combustible. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [35], [40], [41]	82
Tabla 10: Fuentes, procesos, post-procesos y emisiones directas de los diferentes métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.....	90
Tabla 11: Emisiones directas e indirectas GWP (siglas en inglés de potencial de calentamiento global) y eficiencia de los diferentes métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia	91

Tabla 12: Costes de 2019 y 2022 de los diferentes métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia	92
Tabla 13.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Hyundai NEXO y Audi Q5 Advanced 35 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [52], [53] y [54]	99
Tabla 13.2: Tabla 13.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Hyundai NEXO y Audi Q5 Advanced 35 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [52], [53] y [54]	99
Tabla 13.3: Tabla 13.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Hyundai NEXO y Audi Q5 Advanced 35 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [52], [53] y [54]	99
Tabla 14.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Toyota Mirai Vision y Audi A6 Basic 40 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [56] y [57].....	102
Tabla 14.2: Comparativa de datos técnicos y precios entre Toyota Mirai Vision y Audi A6 Basic 40 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [56] y [57].....	102
Tabla 14.3: Comparativa de datos técnicos y precios entre Toyota Mirai Vision y Audi A6 Basic 40 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [56] y [57].....	102

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del proyecto

Como todos sabemos estamos viviendo una etapa energética gris a nivel mundial, y no es menos en nuestro país. Los precios del MW/h están disparados como nunca en nuestra historia promediando 209,4 MW/h, aumentando en un 33% respecto al recibo de 2021. Además, somos incapaces de generar energía autosuficiente, ya sea de forma tradicional (centrales nucleares demolidas o cerradas) o mediante técnicas renovables (parques eólicos desaprovechando energía ya producida), y el cese de suministro de gas natural proveniente de Rusia debido al conflicto bélico con Ucrania no ayuda.

El gobierno recientemente aprobó la **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética** que incluye, entre otras cosas, la prohibición de otorgar nuevos permisos de investigación y concesión de explotación de hidrocarburos en todo el territorio nacional (*fuentes [1]*).

Por ello, el objetivo del proyecto es valorar las nuevas alternativas posibles que están ya en uso, o en proceso de hacerlo. En este caso concreto, nos vamos a focalizar en el uso del hidrógeno verde como vector energético para la producción de combustible destinado a diferentes sectores.

Para ello se hará un estudio de las diferentes formas de obtención del hidrógeno, teniendo en cuenta tanto las vías no renovables como las renovables, también llamadas “verdes”.

Posteriormente, se describirán los tipos de almacenaje posibles para este elemento de difícil transporte, teniendo en cuenta su gran difusividad y ligereza. Se mencionarán tanto los modos de almacenamiento tradicionales (estado gaseoso), como los más recientes (hidrógeno líquido o hidrógeno criogénico, almacenamiento y transporte por absorción).

Se enumerarán las distintas pilas de combustible utilizadas como conductoras de protones, que junto con el hidrógeno inducirán una corriente, generando así la electricidad necesaria para abastecer a diferentes dispositivos según el sector en que se use.

En última instancia se valorará de forma global todo lo antes descrito para obtener un análisis concreto y conciso acerca de la obtención y tratamiento del hidrógeno como nueva alternativa energética, valorando los escenarios posibles para su uso en la vida cotidiana. Se analizarán los precios del hidrógeno en las hidrogeneras y los costes de las diferentes formas de obtención, concluyendo cuál de ellas sería la más viable económicamente y la que menos impacto medioambiental supondría.

1.2 Objetivos del proyecto

Los objetivos concretos que se pretenden alcanzar en este trabajo son:

- Realizar una revisión de los métodos de obtención del hidrógeno a partir de fuentes renovables y no renovables.
- Estudiar los diferentes métodos de almacenamiento y transporte del hidrógeno, tanto en estado gas, líquido o absorción en estado sólido.
- Analizar la producción de energía eléctrica a partir de hidrógeno mediante pilas de combustible.
- Realizar un estudio de los costes actuales de la obtención del hidrógeno y su precio en las hidrogeneras.

PROCESOS DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO

2 PROCESOS DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO

En España se estima una producción de hidrógeno de 0,5 Mt H₂/año, empleada como materia prima en la industria del refino, la química y los fertilizantes. En su mayoría tiene origen fósil, generando unas emisiones de 5 Mt de CO₂/año. Desde *Iberdrola* y *Fertiberia* se está lanzando un nuevo proyecto para la creación y desarrollo de una planta de hidrógeno verde que se estima sea capaz de producir alrededor de 1,5 kt de ese H₂ proveniente de fuentes 100% renovables evitando así la emisión de más de 12 kt de CO₂ a la atmósfera.

Fuel	CO ₂	NOx	SOx
Diesel	100%	100%	100%
LPG	68%	75-80%	3-10%
LNG	77%	20%	1%
Hydrogen	0%	0%	0%

Tabla 1: Emisiones contaminantes de diferentes combustibles con referencia al diésel. Fuente: [2]

En la *tabla 1* se escalan las emisiones de diferentes combustibles, donde el 100% es el máximo de emisiones registrado para el caso del diésel. En este caso, el H₂ está libre de emisiones de dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno y de azufre, mientras el diésel registra los mayores valores de emisiones contaminantes.

	LH ₂	LNG
Boiling point (°C)	-253	-163
Saturated liquid density (kg/m ³)	71	422
Saturated gas density (kg/m ³)	1.2	1.8
Latent heat (kJ/kg)	444	510
Lower heating value (LHV, MJ/kg)	120	50
Diffusivity in air (cm ² /s)	0.63	0.2
Flammability limit (mol%)	4.0 – 75.0	5.0 – 15.0

Tabla 2: Comparación de propiedades físicas entre el LH₂ y el LNG. Fuente: [2]

Como vemos en la *tabla 2* tenemos el problema de la alta difusividad del H₂ que lo hace realmente difícil de almacenar. Pero el aumento de poder calorífico que presenta frente al gas natural es una razón de peso, que sumada a las nulas emisiones de CO₂ lo convierten en el gran candidato a sustituir, al menos en gran proporción, al LNG.

Ya hay una hoja de ruta definida por el *Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico* (*figura 1*) a corto-medio plazo enfocado en la creación de un gran número de hidrogeneras con electrolizadores, en el aumento del uso del hidrógeno en la industria, en grandes reducciones de las emisiones de CO₂, en la creación de vehículos de transporte público impulsados por pila de combustible de hidrógeno, que funcionen como base para un futuro consecuente con el medioambiente y libre de emisiones de carbono.



Figura 1: Objetivos España a 2030. Fuente: [3]

Además, ya hay un plan trazado con las diferentes etapas de valor del hidrógeno que nos muestra las fuentes de producción, las nuevas y más maduras fases de almacenamiento y transporte, así como la multitud de usos finales para el hidrógeno producido (*figura 2*).

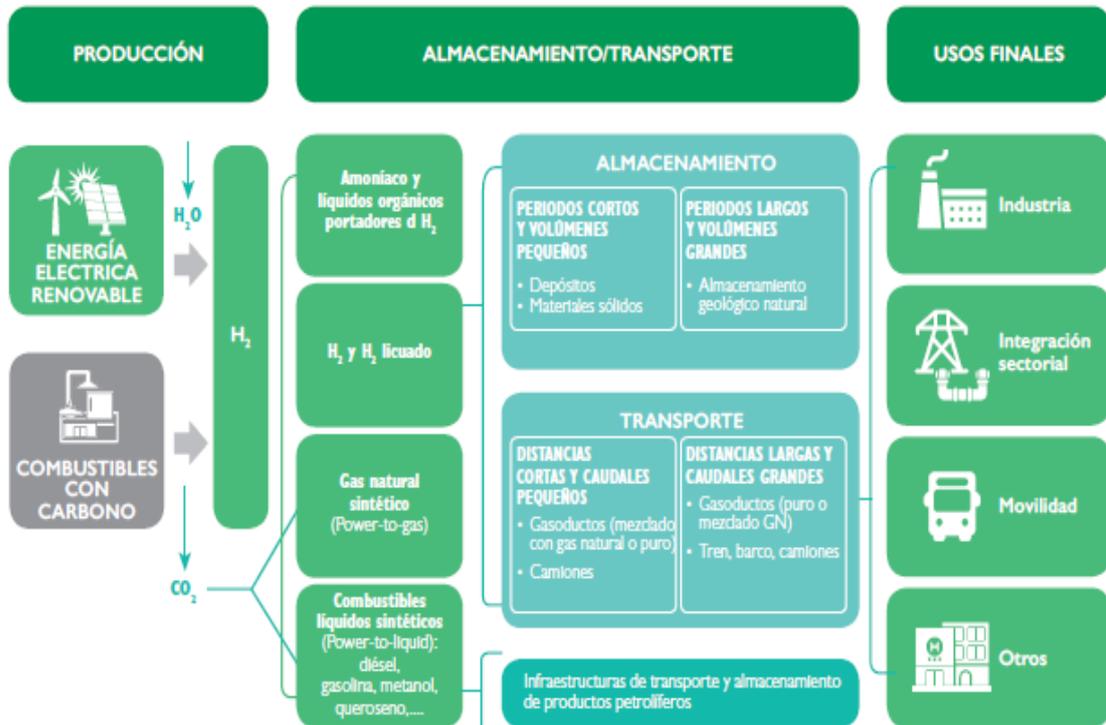


Figura 2: Etapas de la cadena de valor del hidrógeno. Fuente: [2]

Pero ¿qué tipos de fuentes de obtención de hidrógeno se usan actualmente, y cuáles son las nuevas formas de obtención de este?

➤ **Fuentes no renovables:**

Son los recursos usados para producir la mayor cantidad de hidrógeno a nivel mundial. Hablamos de gas natural, combustibles fósiles y carbón, que producen cerca del 95% de H_2 , así como la energía nuclear es otra fuente catalogada como no renovable.

- REFORMADO DE HIDROCARBUROS DEL GAS NATURAL
- ENERGÍA NUCLEAR
- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN

➤ **Fuentes renovables:**

Son estos recursos los que hay que tener en mayor consideración. Biomasa, energía solar, hidráulica, eólica, geotérmica, representan casi el 5% de la producción de hidrógeno. Algunos ejemplos son:

- PIRÓLISIS Y GASIFICACIÓN DE BIOMASA
- ENERGÍA SOLAR
- ELECTRÓLISIS DEL AGUA

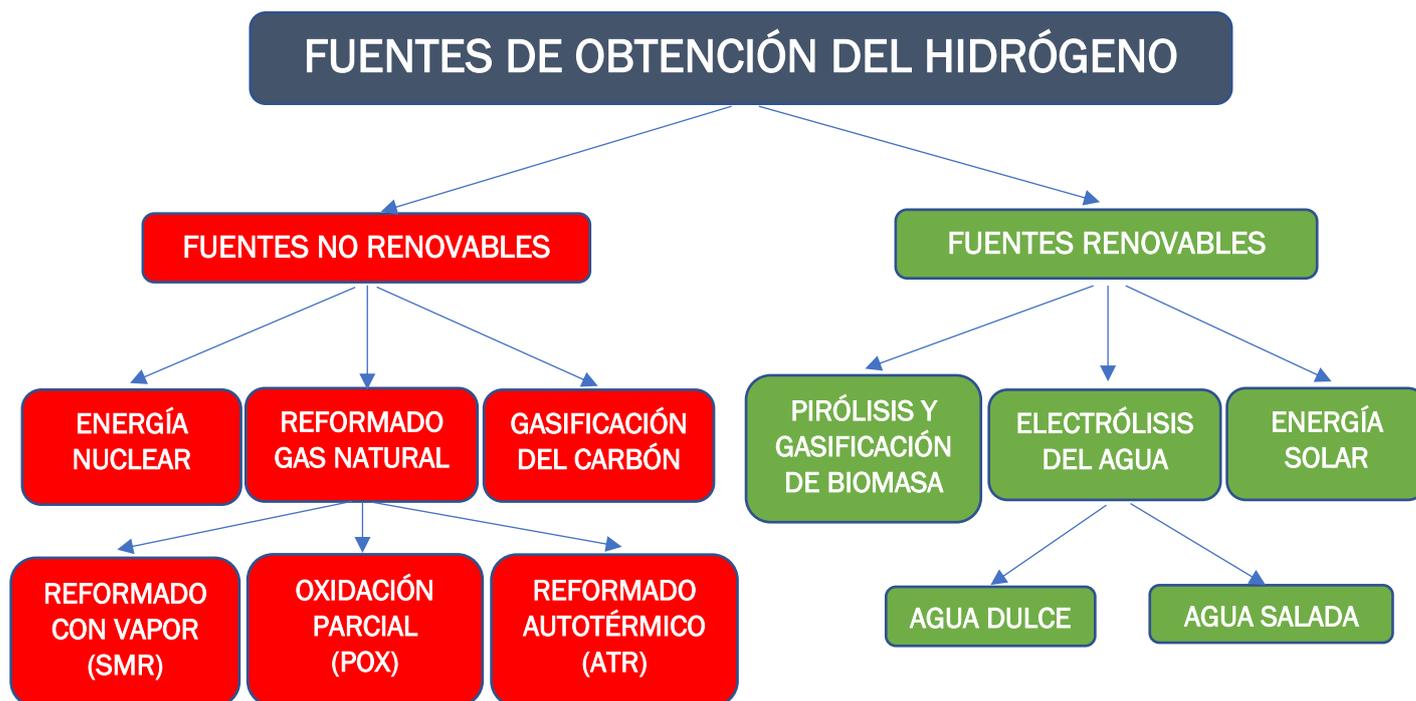


Figura 3: Fuentes de obtención del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

2.1 Fuentes no renovables

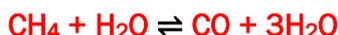
2.1.1 Reformado de hidrocarburos a partir de gas natural

Es la mayor fuente actual de H_2 . Para este método existen tres procesos químicos de obtención de hidrógeno:

- Reformado de metano con vapor (SMR) sin captura (gris) y con captura (azul)
- Oxidación parcial del metano (POX) sin captura (gris) y con captura (azul)
- Reformado autotérmico (ATR = SMR + POX) sin captura (gris) y con captura (azul)

2.1.1.1 Reformado de metano con vapor (SMR) sin captura (GRIS) y con captura (AZUL)

Es la tecnología para la producción de hidrógeno más madura, y consiste en la reacción que genera el vapor de agua a alta presión y temperatura al estar en contacto con hidrocarburos de gas natural. Generando así un gas de síntesis (hidrógeno y monóxido de carbono) con la siguiente reacción en equilibrio:



Fuerte reacción endotérmica: $\Delta H_r = 206 \text{ kJ/mol}$

La reacción se produce a unos **900 °C** y **20 bar**

Se le llama “*hidrógeno gris*” cuando el dióxido de carbono residual se libera a la atmósfera, e “*hidrógeno azul*” cuando el dióxido de carbono se captura y almacena geológicamente. Este último necesita de *CCUS (captura, almacenamiento, y uso del carbono)*, aún en desarrollo.

Las ventajas que presenta este método son que la obtención es bastante eficiente (rondando el 75% de eficiencia de producción) y que es económicamente barato para producir hidrógeno.

Por el contrario, esta no es una alternativa sostenible. Emite 10 kg de dióxido de carbono por cada kilogramo de hidrógeno producido.

2.1.1.2 Oxidación parcial del metano (POX) sin captura (GRIS) y con captura (AZUL)

La oxidación parcial, también llamada gasificación, es el proceso en el que el combustible de alimentación (en este caso metano) reacciona exotérmicamente en presencia de una pequeña cantidad de oxígeno. Es decir, un proceso muy similar al SMR, pero con déficit de oxígeno, necesario para una combustión completa. Como la combustión es intencionadamente incompleta, el POX produce un gas que contiene hidrógeno y monóxido de carbono:

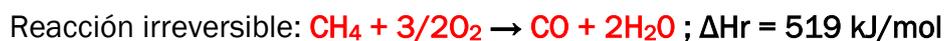
Oxidación parcial: $\text{CH}_4 + \frac{1}{2}\text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$; $\Delta H_r = -35,7 \text{ kJ/mol}$

Combustión total: $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$; $\Delta H_r = -802 \text{ kJ/mol}$

Este método, aparte de ser económicamente más costoso, en el ámbito industrial conlleva riesgos de explosiones en el proceso de combustión (planta de Tubacex, Amurrio, 2006).

2.1.1.3 Reformado autotérmico (ATR = SMR + POX) sin captura (GRIS) y con captura (AZUL)

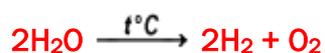
Este proceso es una combinación de los dos métodos anteriormente descritos, el SMR y el POX. Su reacción de equilibrio es la siguiente:



El diseño del reactor es más sencillo que el de reformado con vapor, todas las reacciones transcurren de forma interna (dentro del propio reactor y catalizador). Además, permite rendimientos de producción de hidrógeno aún mayores que los del SMR. La desventaja es que es un sistema aún en pruebas y supone altos costes económicos de inversión y operación.

2.1.2 Producción de hidrógeno a partir de energía nuclear

Como hemos visto anteriormente, en los procesos de reformado adolecen del mismo problema: altas emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero. La energía nuclear carece de estas emisiones, ya que utiliza agua como materia prima para su disociación en hidrógeno y oxígeno.



El principal inconveniente es la baja temperatura de trabajo de los reactores nucleares actuales (oscilan entre temperaturas de 300-400 °C), necesitando unas temperaturas de entre 500-1500 °C para la descomposición térmica del agua.

2.1.3 Producción de hidrógeno por gasificación de carbón

Junto con los reformados, son las técnicas más maduras y tradicionales usadas para la extracción de hidrógeno. En el procedimiento tradicional, carbones como los *bituminosos* y *lignitos* (de bajo rango) son expuestos a una corriente de vapor de agua sobrecalentado (800-1000 °C) a través de una capa de coque que los gasifica, siendo el H₂ uno de los gases producidos en la reacción endotérmica. Normalmente se incorpora entre el 20 - 30% del oxígeno que sería necesario para para realizar una combustión completa, para así alcanzar las altas temperaturas que se demandan.



Es el método actual de producción de hidrógeno en masa, una tecnología ya muy madura que lleva en uso desde su invención en el S. XVII.

Con este proceso conseguimos altas emisiones de dióxido de carbono, una alta eficiencia de producción de hidrógeno y una eficiencia energética que ronda el 55%. Por el contrario, este método utiliza recursos fósiles, cuyas reservas naturales se encuentran en progresivo agotamiento.

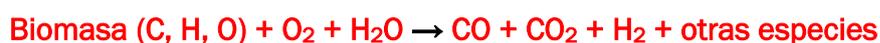
2.2 Fuentes renovables

2.2.1 Pirólisis y gasificación de biomasa

La biomasa es cualquier recurso orgánico renovable, incluyendo desechos sólidos urbanos orgánicos, restos de cultivos agrícolas, residuos de depuradoras o desechos animales. Se pueden convertir estos desechos en hidrógeno mediante diferentes técnicas:

- Gasificación:

Es el que mayor rendimiento presenta (eficiencia del 70 - 80%), gasificando la biomasa a unos 700 °C en una combustión incompleta. Para ello se añade una cantidad de oxígeno muy controlada, obteniendo una reducción de sólidos considerable dando como resultado un gas rico en hidrógeno con muy bajo contenido en dióxido de carbono:



Uno de los inconvenientes principales es la formación de alquitrán.

- Pirólisis:

Es un proceso de descomposición química de materia orgánica. Se produce la degradación en la materia orgánica por medio del efecto del calor sin que se necesite la presencia del oxígeno, es decir, un proceso que ocurre en una atmósfera totalmente inerte.

En resumen, la pirólisis es una gasificación de la biomasa, pero en ausencia de oxígeno.



El monóxido de carbono reacciona con el agua para dar lugar a dióxido de carbono y más hidrógeno a través de esta reacción de desplazamiento agua-gas. El rendimiento es menor que en el proceso de gasificación, rondando el 48%.

2.2.2 Energía solar

Es la fuente renovable usada para producir hidrógeno mediante electrólisis del agua o termólisis, es decir, es una disociación del H₂O:



- Electrólisis del agua:

Tenemos dos variantes: *electrólisis a temperatura ambiente* y *electrólisis con vapor de agua a alta temperatura*. Esta última es mejor, requiere de una menor energía eléctrica.

- Métodos termoquímicos:

La principal es la termólisis directa del agua, que utiliza la energía solar como fuente energética para la reducción de óxidos metálicos (reacción endotérmica):

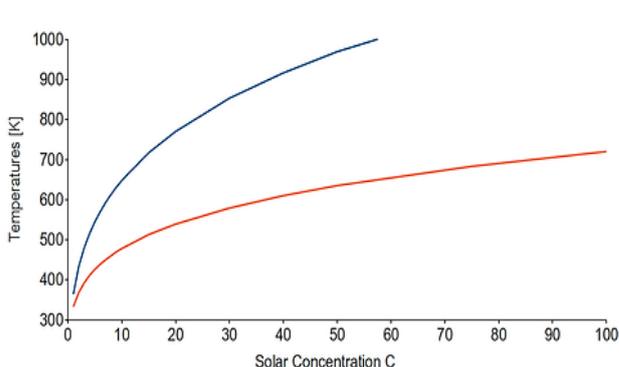


Figura 4: Temperaturas máxima (superior, azul) y óptima (inferior, roja) para un receptor solar en relación con su proporción de concentración. Fuente: [4]

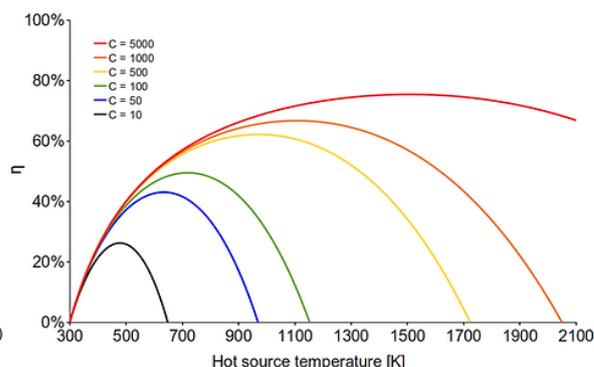


Figura 5: Máxima eficiencia solar-a-trabajo para un receptor solar simplificado en relación con la temperatura de varias concentraciones. Fuente: [4]

Esas gráficas representan la concentración solar frente a la temperatura (figura 4) y la eficiencia frente a la temperatura de la fuente de calor (figura 5). A mayor concentración solar, más elevada será la temperatura (mayor conversión de energía solar a energía química), mejor será la eficiencia, los colectores que hemos de montar serían de un área menor y por tanto la producción de hidrógeno sería más económica: $Q = UA(F\Delta T_{LM})$

La electrólisis a partir de energía solar tiene un 65% de eficiencia energética, además de ser un proceso de cero emisiones. Los principales problemas que presenta son los altos costes de instalación de las fuentes de energía renovable.

2.2.3 Proceso de electrólisis del agua

La electrólisis es el proceso en el que los elementos de un compuesto se separan mediante la aplicación de corrientes eléctricas. Este proceso químico lleva utilizándose décadas para diferentes aplicaciones como **la producción de materiales y compuestos químicos**, la **electrometalurgia (separación del metal puro de otros compuestos)**, la **anodización (aumento del espesor de la capa natural de óxido)** y la **galvanización (creación de una película protectora)**.

En los últimos años ha ido ganando protagonismo en el ámbito de la producción de hidrógeno. A continuación, se explica cómo funciona este proceso y de qué manera se implementa para conseguir el denominado **hidrógeno “verde”**.

➤ Fundamento del proceso de electrólisis

Como se introdujo antes, la tecnología de electrólisis es el proceso por el cual se consiguen separar los diferentes elementos de un compuesto. Para ello se precisa de lo siguiente:

- Batería (electricidad)
- Ánodo (electrodo +)
- Cátodo (electrodo -)
- Electrolito

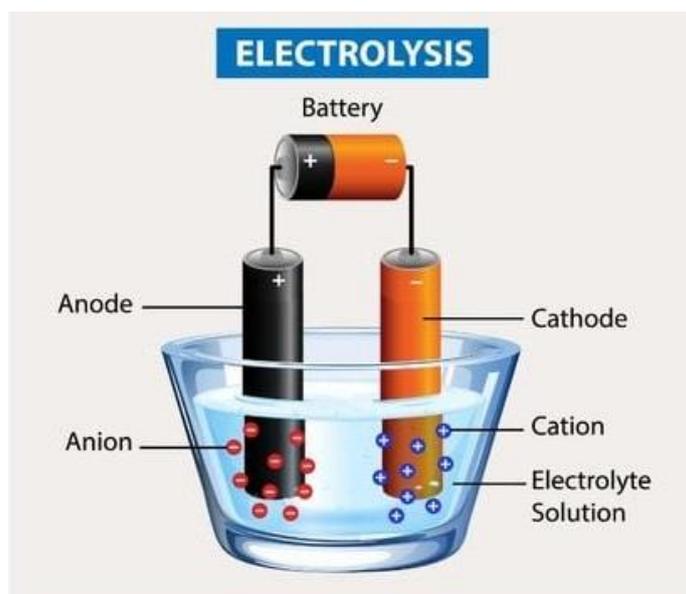


Figura 6: Electrolizador o célula de electrólisis. Fuente: [14]

Los dos electrodos (ánodo y cátodo) actúan como conductores de la electricidad transfiriendo iones entre sí en contacto con el electrolito, haciendo posible la reacción química.

- El **ánodo (+)** es un electrodo que pierde electrones, propiciando una reacción de oxidación. Estos electrones desprendidos del ánodo van a parar al cátodo. Los materiales con los que se fabrica habitualmente este ánodo son compuestos de grafito natural en escamas, microesferas de carbono en fase mesomórfica y grafito artificial de coque de petróleo.
- El **cátodo (-)** es un electrodo que recibe los electrones de los que se desprende el ánodo, produciéndose una reacción de reducción. Este siempre se fabrica con metales, aunque de diversa naturaleza. Entre ellos el litio, el hierro, el aluminio, el cobalto y el manganeso.
- El **electrolito**, desde el punto de vista químico, es cualquier sustancia que contenga iones libres. Estos son los que convierten a dicha sustancia en un conductor eléctrico. Más concretamente, el electrolito es una solución acuosa o salina en la que se sumergen los electrodos (ánodo y cátodo).
- La **batería** o **pila** es aquella que dota de electricidad al electrolito para permitir la transferencia de iones entre ánodo y cátodo.

El conjunto de todos estos elementos se le denomina **célula de electrólisis**.

➤ ¿Cómo funciona la electrólisis para obtener hidrógeno?

Utilizando el fundamento descrito, conseguimos disociar el agua en hidrógeno y oxígeno. El mecanismo es el siguiente:

- I. En la célula electroquímica se introducen los electrodos (ánodo y cátodo), y se unen con un medio conductor formado con iones de H^+ (protones) disueltos en nuestro electrolito (agua + sal).
- II. A continuación, se aplica una **corriente eléctrica continua** a través de los electrodos sumergidos en la disolución del electrolito que están conectados a una fuente eléctrica.

- III. Se produce la transferencia de electrones. Los iones positivos o **cationes** van al cátodo y los iones negativos o **aniones** van al ánodo.
- IV. A consecuencia de esta reacción química, se producen otras sustancias. Los aniones ceden electrones al ánodo y los cationes toman electrones del cátodo.
- V. De esta forma se completa la **reacción de oxidación-reducción**.
- Reducción en el cátodo: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
 - Oxidación en el ánodo: $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$
- VI. Tras completarse el proceso, se desprenden **oxígeno** (ánodo) e **hidrógeno** (cátodo). A su vez, es importante el uso de una membrana para que estos dos no se mezclen en su desprendimiento.

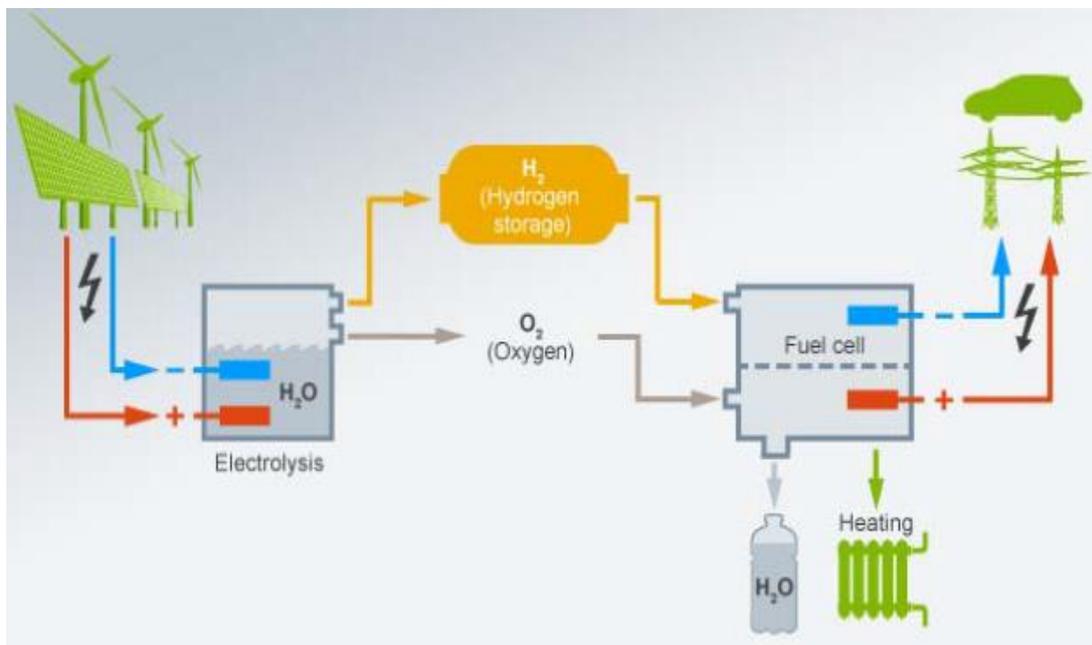


Figura 7: Ciclo de obtención y consumo del hidrógeno. Fuente: [15]

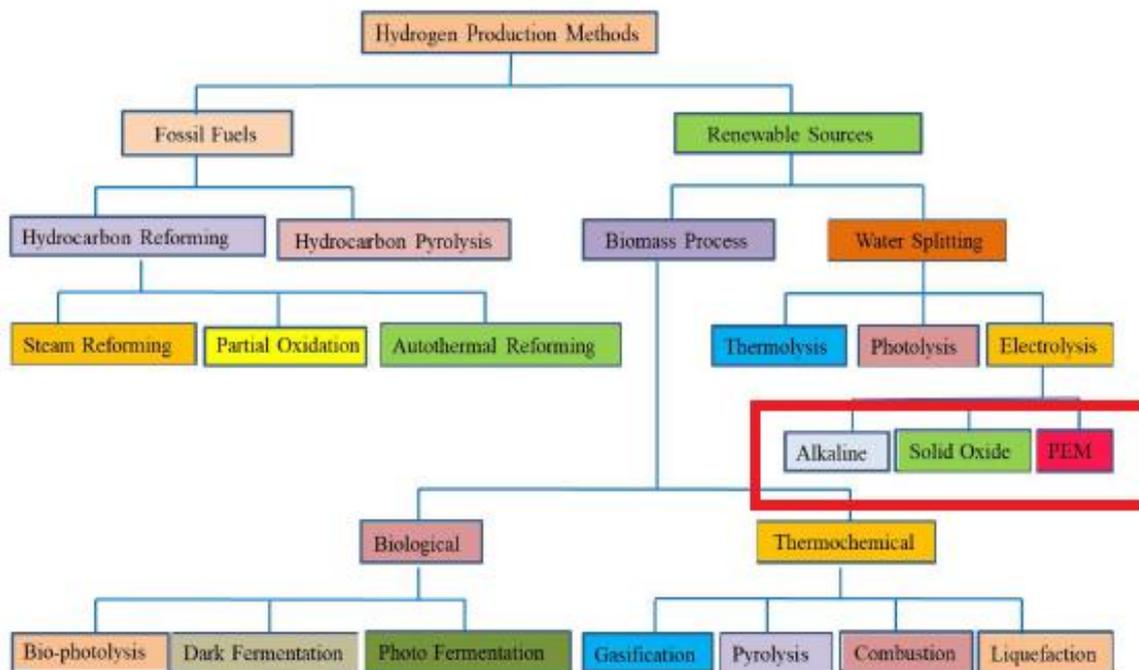


Figura 8: Métodos de obtención del hidrógeno. Fuente: [17]

➤ Tipos de electrólisis

Observando la figura, vemos que principalmente hay 3 métodos de obtención de hidrógeno mediante electrólisis:

- Electrolizador alcalino
- Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)
- Electrolizador de óxido sólido (SOEC)

Podemos añadir un cuarto método en vías de desarrollo:

- Electrolizador microbiano (MEC)

2.2.3.1 Electrolizador alcalino

Utilizan una solución electrolítica acuosa, con hidróxido de potasio o hidróxido de sodio. El hidrógeno se produce en una celda que consta de un ánodo y un cátodo (suelen ser de diafragma de amianto y materiales de níquel), y un diafragma. Las celdas se suelen montar en serie para producir más hidrógeno y oxígeno a la vez. Cuando se aplica corriente a la pila de celdas de electrólisis, los iones de hidróxido se mueven a través del **electrolito** desde el cátodo hasta el ánodo de cada célula, generándose burbujas de gas de hidrógeno en el lado del cátodo del electrolizador y de gas de oxígeno en el ánodo.

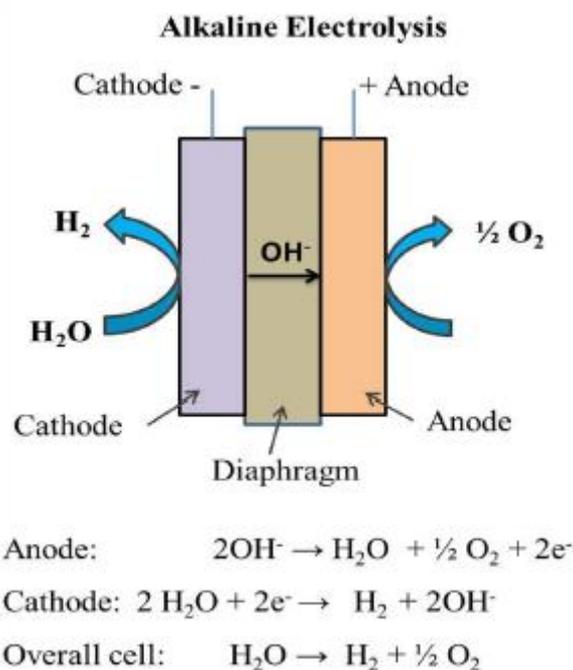


Figura 9: Electrólisis alcalina. Fuente: Fuente: [17]

Llevaron utilizándose más de 100 años y no requieren metales nobles como catalizador; sin embargo, son equipos voluminosos que obtienen hidrógeno de pureza media (densidades de corriente por debajo de 400 mA/cm²), que no son muy flexibles en su operación, tienen baja presión de funcionamiento y baja eficiencia energética.

2.2.3.2 Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

Esta electrólisis se desarrolló para superar los inconvenientes de la electrólisis alcalina. Los electrolizadores PEM utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Este electrolito son **membranas polisulfanadas sólidas (Nafion y Fumapem)**. Cuando se aplica corriente a la pila, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones del hidrógeno pasan a través de la **membrana** para formar gas de hidrógeno en el lado del cátodo.

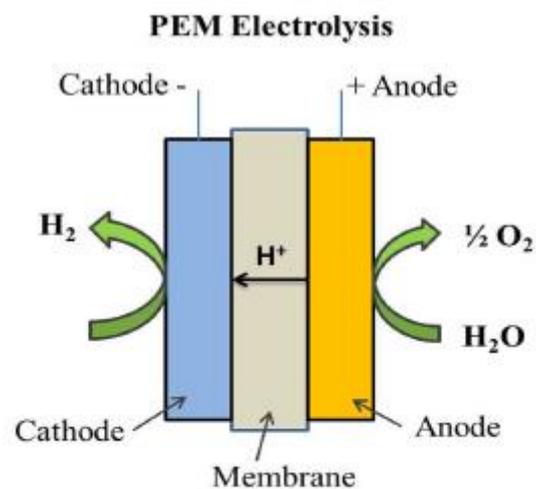


Figura 10: Electrólisis PEM. Fuente: [17]

Son los más populares porque producen hidrógeno de alta pureza y son fáciles de refrigerar. Son los más adecuados para acoplarse a la variabilidad de las energías renovables y son compactos. Además, estas membranas que usa como electrolito tienen menor permeabilidad al gas, alta conductividad de protones ($0.1 \pm 0.02 \text{ S cm}^{-1}$), menor espesor ($\Sigma 20\text{--}300 \mu\text{m}$) y operaciones de alta presión. Por el contrario, son algo más caros al utilizar metales preciosos como catalizadores.

2.2.3.3 Electrolizador de óxido sólido (SOEC)

Los SOEC funcionan a una temperatura más alta (entre 500 - 850 °C) y altas presiones, y tienen el potencial de ser mucho más eficientes que los PEM y los alcalinos. El proceso se denomina **electrolisis de alta temperatura (HTE)** o de vapor y utiliza un material cerámico sólido como electrolito y el agua en estado de vapor. Los electrones del circuito externo se combinan con el agua en el cátodo para formar gas de hidrógeno e iones de carga negativa. El oxígeno pasa entonces a través de la membrana cerámica deslizante y reacciona en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo.

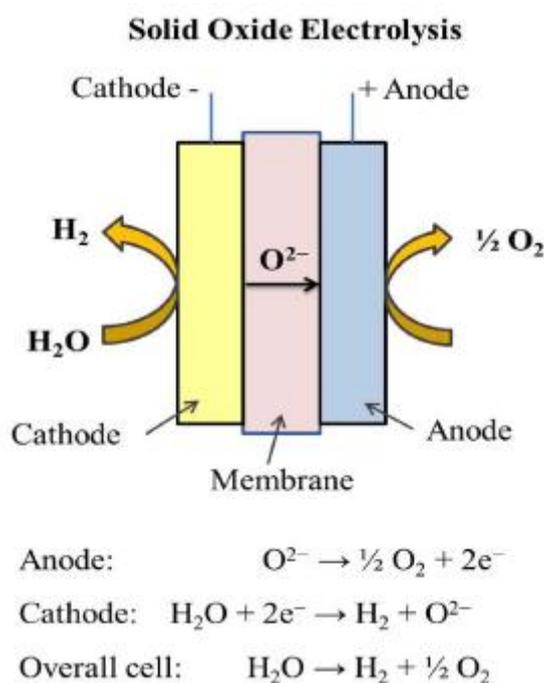


Figura 11: Electrólisis SOEC. Fuente: [17]

Tecnológicamente están menos desarrollados que los anteriores. A pesar de que al trabajar a altas temperaturas y presiones obtienen mejores rendimientos, este método tiene problemas relacionados con la falta de estabilidad y la degradación.

2.2.3.4 Electrolizador microbiano (MEC)

La producción de hidrógeno mediante la tecnología de celda de electrólisis microbiana (MEC) se puede lograr con materia orgánica, incluida la biomasa renovable y aguas residuales. Está estrechamente relacionada con las pilas de combustibles microbianas (MFC) pero el principio operativo es el inverso, donde la energía eléctrica es convertida en energía química.

Se produce hidrógeno a partir de materiales orgánicos bajo la influencia de una corriente eléctrica, donde el sustrato se oxida inicialmente en el ánodo por microbios produciendo CO_2 , protones y electrones. Los electrones se mueven a través del circuito externo hacia el cátodo, mientras los protones viajan a este a través del electrolito y combinados producen hidrógeno.

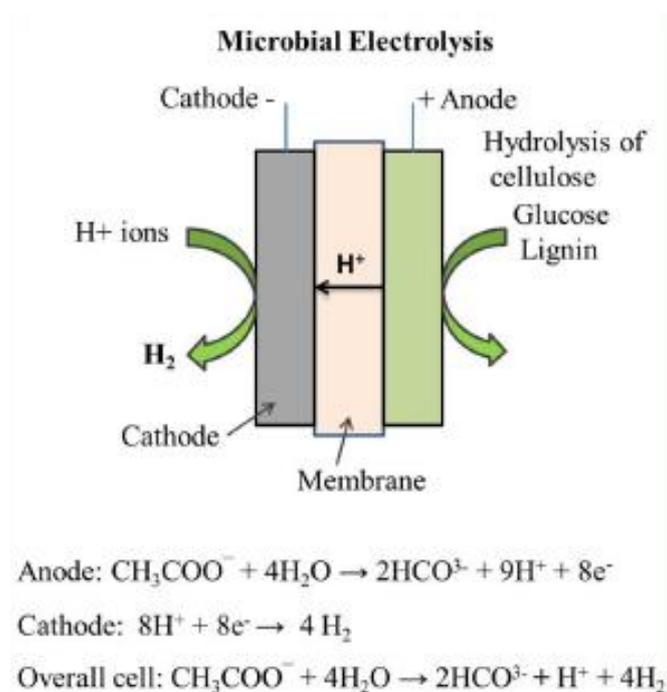


Figura 12: Electrólisis microbiana. Fuente: [17]

El potencial electroquímico que se produce durante la oxidación en el ánodo es insuficiente para la disminución de voltaje requerido para la evolución del hidrógeno hacia el cátodo. Es por ello que se requiere de un voltaje adicional (0,2V – 1,0V) que la electrólisis tradicional no precisa.

Esta tecnología está aún en desarrollo y tiene varios desafíos frente a la tasa de producción de hidrógeno, una alta resistencia interna, los materiales de los electrodos y un difícil diseño, necesarios previa a una comercialización de esta tecnología.

Hay otros tipos de electrolizadores que aún no son tan eficaces o rentables como los anteriores, pero que cuentan con mucho potencial de desarrollo. Un ejemplo sería la **fotoelectrólisis**, que utiliza únicamente luz solar para separar las moléculas de agua sin necesidad de electricidad. Sin embargo, este dispositivo necesita de semiconductores que aún no se han desarrollado lo suficiente.

La electrólisis es el método eléctrico más eficiente para obtener hidrógeno, estimándose cerca de un 70%. No obstante, este método es el más caro de todos los estudiados, requiriendo una disminución significativa en el precio de la electricidad y en los costos del propio sistema de electrólisis.

Entre el 4-5% del hidrógeno producido a nivel mundial se obtiene por este método, aunque ya son varias empresas internacionales las que lanzaron en el 2020 la iniciativa **Green Hydrogen Catapult** como parte de la campaña *Race to Zero (Carrera a Cero)* de la *Convención marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* buscando que la industria se multiplique por 50 en los próximos años, reduciendo el costo actual del hidrógeno renovable y ampliando la capacidad de producción de 80 GW a 140 GW, casi el doble.

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stock (horas de funcionamiento)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10-110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m ² /kW)	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW)	500 1400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

Tabla 3: Comparación de eficiencias entre los diferentes electrolizadores. Fuente: [3]

Según la *tabla 3*, el **SOEC** es electrolizador que mayor eficiencia puede ofrecer y el que mayores rangos de temperatura de operación necesita, mientras que los electrolizadores **PEM** y **alcalinos** tienen una vida útil media y rangos de carga mayores.

❖ Nuevo proceso de electrólisis a partir de agua de mar

El inconveniente que presenta la electrólisis es que se necesitan grandes cantidades de agua dulce para poder satisfacer las necesidades energéticas de las ciudades y del transporte de automóviles.

Un equipo de investigadores de la *Universidad de Stanford* ha ideado la manera de generar hidrógeno a partir de energía solar, electrodos y **agua salada**. El fundamento teórico es exactamente el mismo que el estudiado previamente.

Como ventaja, este nuevo proceso no precisa de agua de alta pureza para realizar la electrólisis. El inconveniente que presenta es la corrosión producida por el cloruro sódico del agua marina en los electrodos, siendo así un proceso con vida útil limitada. Los investigadores descubrieron que si cubrían el ánodo con **capas ricas en cargas negativas (hidróxido de hierro y níquel, y sulfuro de níquel)** conseguían combatir la corrosión de este. Así, se consigue pasar de 12 horas de vida útil a 1000 horas aproximadamente.

ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO

3 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento químico más abundante del universo, suponiendo más del 75% en materia normal por masa y más del 90% en número de átomos. En la Tierra se encuentra principalmente formando compuestos químicos como el agua (H_2O).

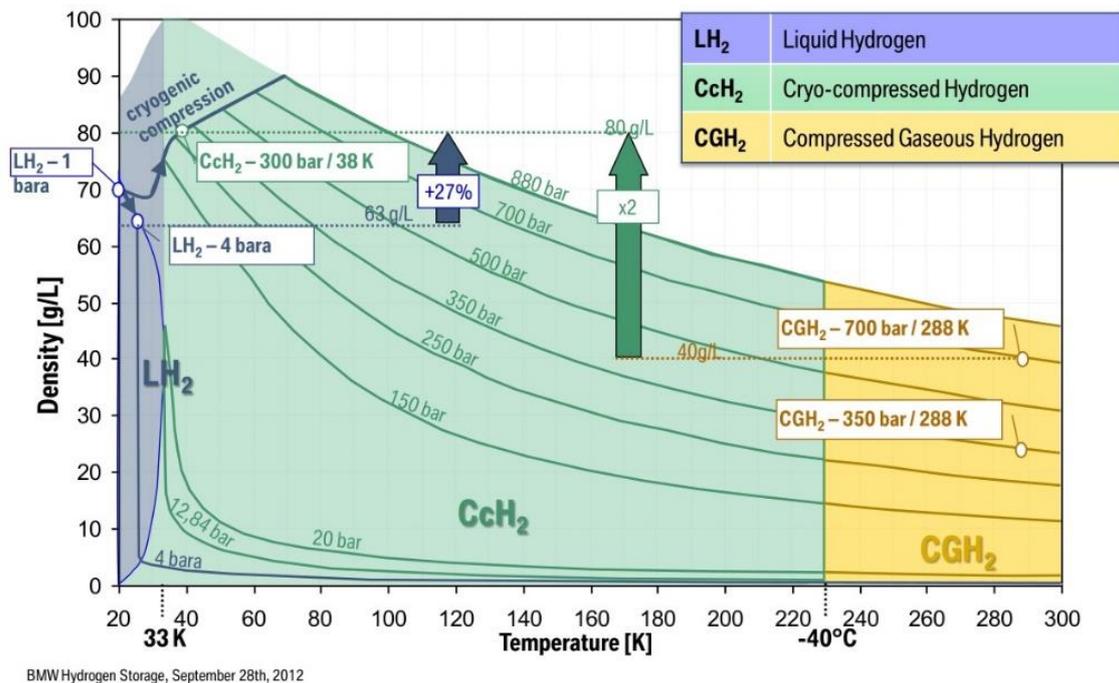


Figura 13: Diagrama densidad-temperatura del hidrógeno. Fuente: [19]

El hidrógeno lo podemos tener comprimido, crio-comprimido y en estado líquido, ganando densidad a medida que baja la temperatura y se licua, por tanto, facilitando su almacenamiento (figura 13).

Atendiendo a los estados de agregación de la materia, vamos a clasificar el almacenamiento del hidrógeno en: estado gaseoso, estado líquido y por absorción (estado sólido del portador).

How is hydrogen stored?

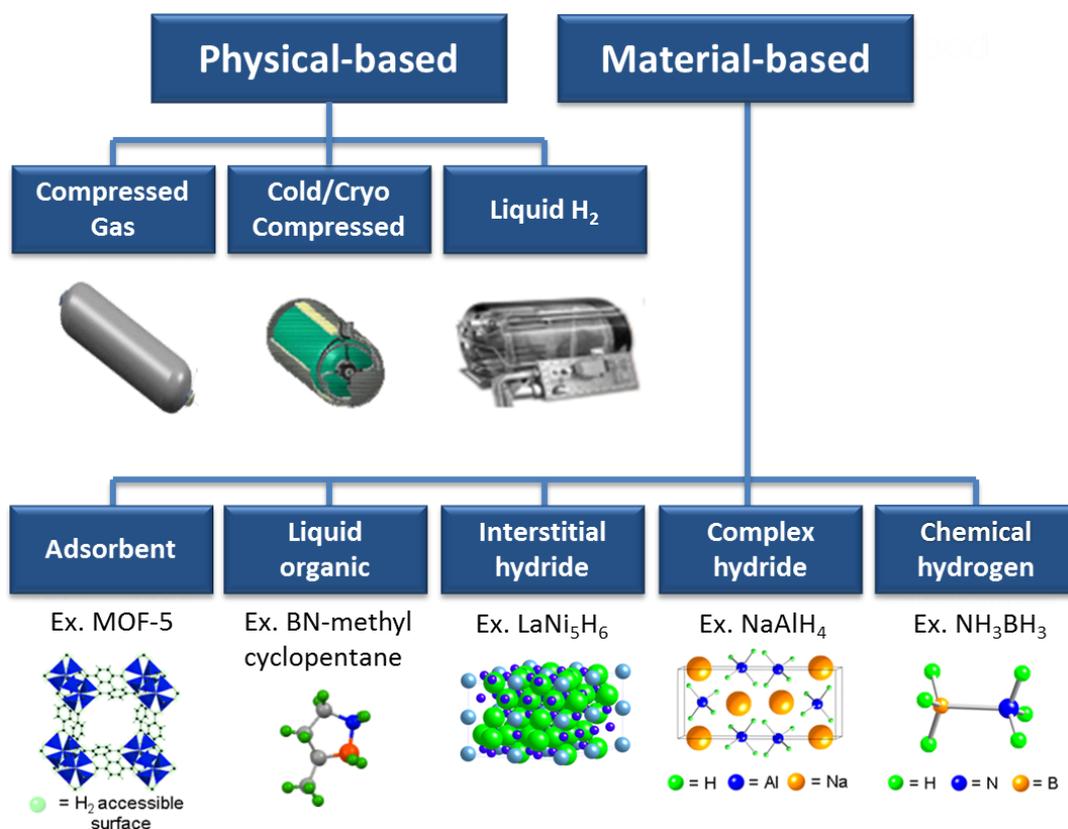


Figura 14: Distintos métodos de almacenamiento físico y almacenamiento mediante materiales.
Fuente: [19]

3.1 Almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso

Como se comentó en el comienzo del documento, el hidrógeno es un gas dotado de una bajísima densidad energética por unidad de volumen (*figura 15*) y una alta difusividad. Esto hace que sea complejo de almacenar.

Pero la suma del agotamiento de los recursos fósiles, el aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera, la abundancia de hidrógeno y la gran energía específica que posee este (120 MJ/kg) nos lleva a buscar nuevos recursos energéticos, y por tanto, encontrar métodos posibles de almacenamiento del hidrógeno en forma gaseosa.

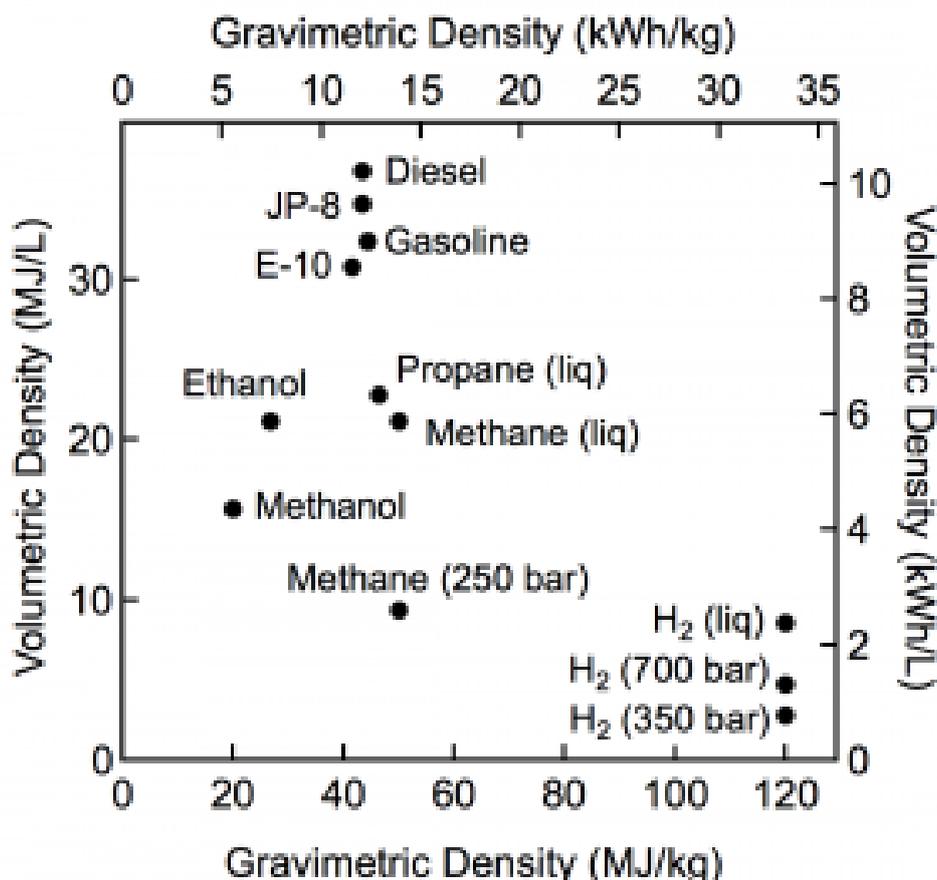


Figura 15: Comparación de la energía por unidad de masa y la energía por unidad de volumen de varios combustibles en base a su poder calorífico inferior. Fuente: [19]

Mientras que la densidad energética por unidad de volumen (densidad volumétrica) del hidrógeno es muy baja, su densidad energética por unidad de masa (densidad gravimétrica) es altísima (figura 15) en comparación con los demás combustibles que aparecen en la gráfica.

En los actuales vehículos de pila de combustible de hidrógeno, este se presuriza a 700 bar en tanques especiales. En las hidrogeneras llega a presurizarse incluso a 1000 bar. Es por esto, y la alta difusividad del hidrógeno, que los tanques de almacenaje han de estar especialmente preparados para soportar altas tensiones y un gran número de ciclos a fatiga por la carga y descarga del depósito. Los tanques han de estar conformados por materiales lo menos susceptible posible a la fragilización por hidrógeno, así como tener en cuenta los posibles problemas por posibles fugas o accidentes.

Hasta el momento se han desarrollado estos 4 tipos funcionales de tanques para el almacenamiento y transporte del H₂:

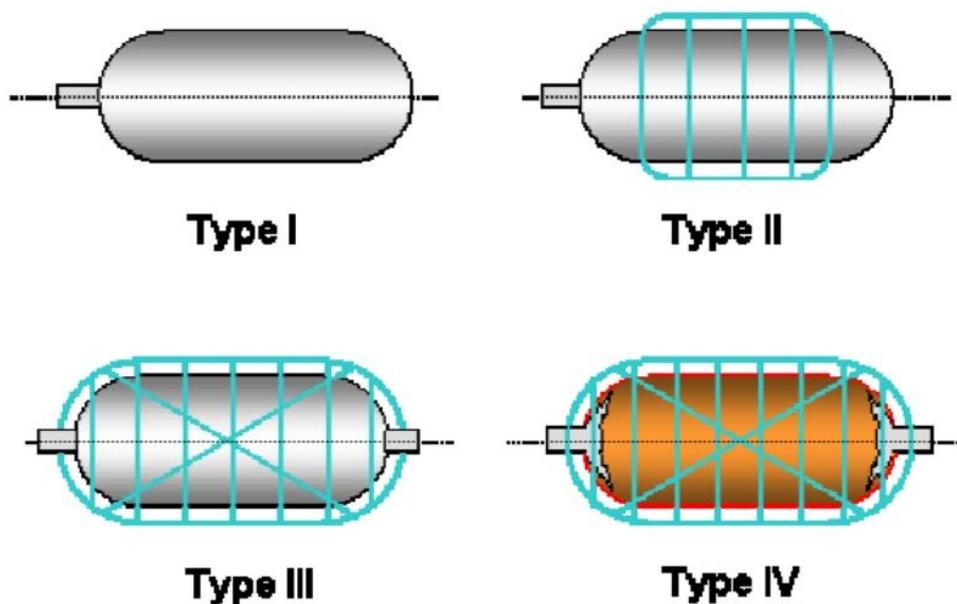


Figura 16: Esquema de los distintos tipos de depósitos para el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: [19]

➤ TIPO I

Son depósitos sin costuras fabricados con acero o aluminio. Pueden operar a presiones superiores a 175 bar (Al) y 200 bar (acero). Son muy pesados, con paredes muy gruesas, provocando que su capacidad gravimétrica sea muy pequeña. Se usan en laboratorios.



Figura 17: Depósitos tipo I de hidrógeno comprimido. Fuente: [19]

➤ TIPO II

Son tanques de acero o aluminio, sin costuras y reforzados con materiales compuestos de fibra de carbono o vidrio. Capaces de soportar presiones de entre 700 bar y 1000 bar. Siguen siendo depósitos muy pesados. Debido a esto, su uso se limita a emplearse en hidrogeneras como depósitos de alta presión.



Figura 18: Depósito tipo II de hidrógeno comprimido. Fuente: Online [19]

➤ TIPO III

Constan de un forro metálico interno (Al) con o sin costuras a fin de evitar las fugas de hidrógeno por difusión, recubierto por fibra de carbono en diferentes direcciones. Son capaces de soportar hasta 700 bar. Son menos pesados que los dos anteriores. Apropriados para automoción.



Figura 19: Depósitos tipo III de hidrógeno comprimido. Fuente: [19]

➤ TIPO IV

Estos tanques constan de un forro interno de material plástico, generalmente polietileno de alta densidad (HDPE), reforzado mediante fibras de carbono. Tienen válvulas metálicas con el fin de recargar el depósito y suministrar H_2 , soportando 700 bar. Son mucho más ligeros que los tipo I y II, aunque más caros. Son ideales para uso como pila de combustible en automóviles.

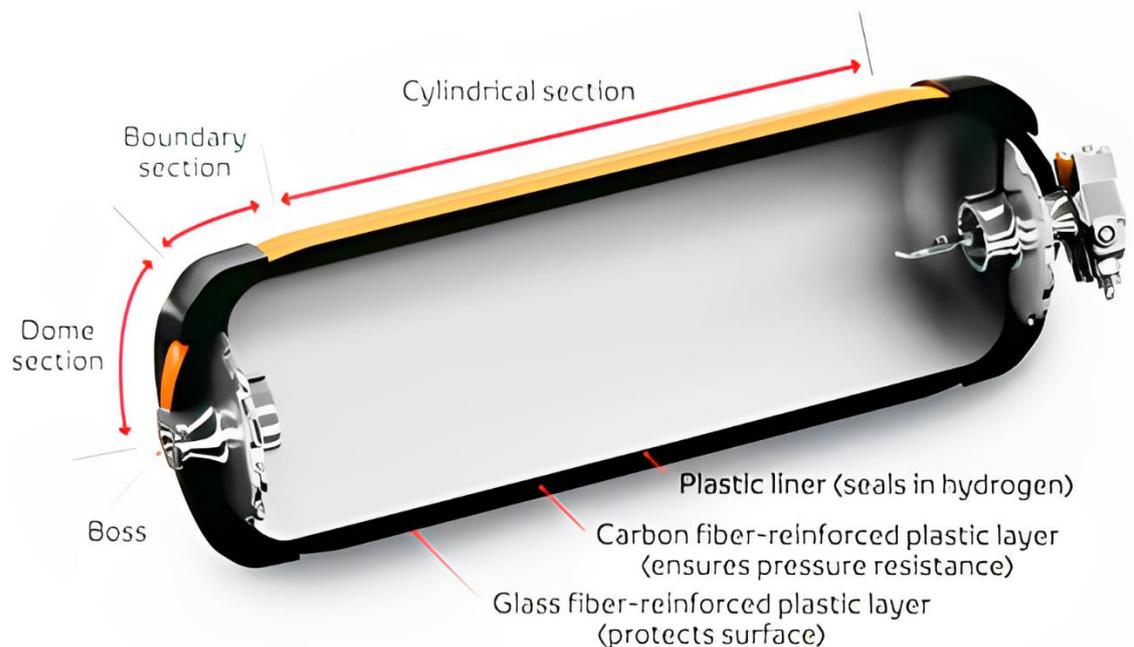


Figura 20: Depósito tipo IV del Toyota Mirai para el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: [19]

Como se ha visto, surgen problemas no solo de difusividad del hidrógeno (posibles fugas en el almacenamiento), sino también de capacidad volumétrica y gravimétrica, gasto energético para comprimir el H_2 y por supuesto el alto gasto económico.

No existe una solución única para el almacenamiento del hidrógeno en forma gaseosa, depende en gran medida de la aplicación y requerimientos. Actualmente, el almacenamiento físico de forma segura, eficiente y maximizando las propiedades gravimétricas sigue en etapa de investigación, aunque ya está mayoritariamente extendido.

❖ Proyecto H2Med entre España, Francia y Portugal

El **H2Med**, el primer corredor de hidrógeno renovable de la UE, fue **presentado el 15/12/2022 en la convocatoria para *Proyectos de Interés Común (PCI)* para recibir financiación europea**. Este proyecto convertirá a España en el primer “hub” de hidrógeno renovable del mundo, al incorporar los primeros ejes de la red troncal nacional que permitirán conectar los centros de producción de hidrógeno verde con la demanda doméstica y las dos interconexiones internacionales con Francia y con Portugal.

Incluye dos infraestructuras transfronterizas, una entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora, y otra, submarina, entre Barcelona y Marsella (Francia), que están promovidas por los respectivos transportistas y gestores de los sistemas gasistas: **Enagás** por la parte española, **REN** por la portuguesa y **Terega** por la francesa.



Figura 21: Infraestructuras básicas del corredor verde. Fuente: [20]

Además, se presentan dos propuestas para analizar la viabilidad de dos almacenamientos subterráneos de hidrógeno ubicados en cavidades salinas de Cantabria y el País Vasco, con el objetivo de aumentar la flexibilidad del nuevo sistema y garantizar la continuidad de suministro en todo el **H2Med**.

Según el presidente del gobierno, Pedro Sánchez, el coste rondaría los 2.500 millones de euros, y podría estar finalizado y operativo a finales de esta década. El objetivo es conseguir 20 millones de toneladas de hidrógeno verde para 2030.

3.2 Almacenamiento de hidrógeno en estado líquido

3.2.1 Hidrógeno líquido criogénico (LH₂)

Una forma de almacenar y transportar el hidrógeno sería mediante la licuefacción de este. Aproximadamente, se han construido 50 plantas de licuefacción de hidrógeno desde el 1952, con una producción cercana a las 350 t/día. Este es un proceso costoso y de alta complejidad. Competiría con el ya conocido gas natural licuado (LNG), una tecnología muy madura y en comercialización.

Importance of Energy Density

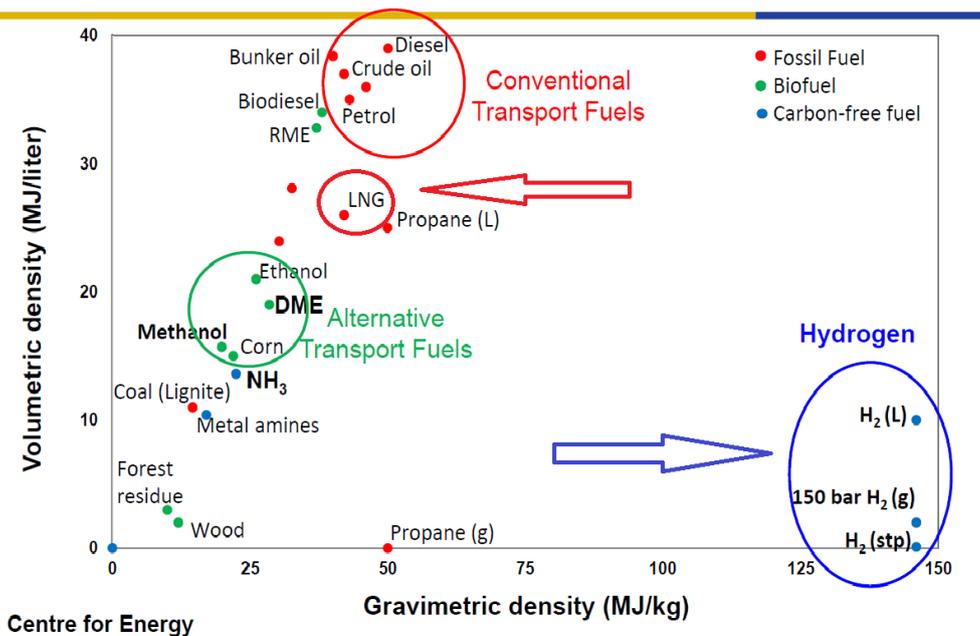


Figura 22: Comparativa de la densidad gravimétrica respecto de la densidad volumétrica para distintos combustibles. Fuente: [22]

Mientras que el LNG presenta un punto de ebullición más alto y accesible, menor difusividad y mayor densidad líquida, el hidrógeno licuado (LH₂) tiene emisiones contaminantes nulas y un poder calorífico por unidad de masa muy superior al del LNG (tabla 1 y tabla 2). Esto quiere decir que con cantidades en masa menores de LH₂ es posible obtener casi el triple de energía que con el LNG. Son razones de peso para optar por esta nueva tecnología más limpia. En la figura 22 se muestra que el LH₂ posee una densidad volumétrica inferior, pero equiparable con la del metanol, etanol y amoníaco, y una densidad gravimétrica muy superior a la de los combustibles convencionales.

PROCESO DE LICUEFACCIÓN DEL HIDRÓGENO

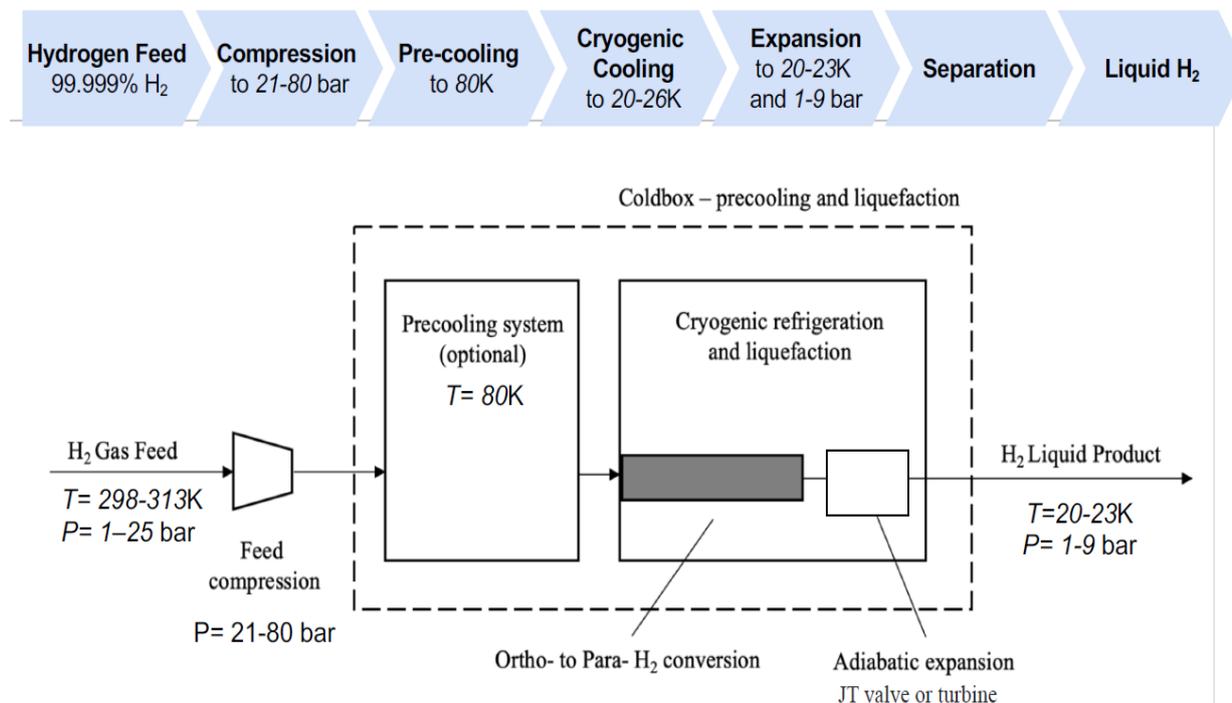
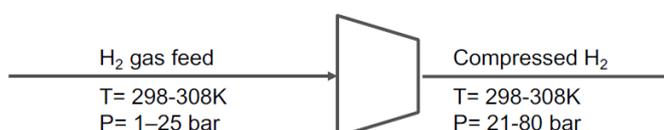


Figura 23: Proceso de licuefacción del hidrógeno. Fuente: [23]

I. Compresión

Se busca aumentar la presión de la alimentación para reducir el trabajo de refrigeración y permitir la expansión a líquido aguas abajo. Representa entorno al 90% de la energía consumida en el proceso.



Compressor	Isentropic efficiency H ₂ (%)	Number of stages required	Flow range (m ³ /h)	CAPEX/OPEX
Screw	65-75	?	1-100,000	
Piston	75-92	Up to 4	1-25,000	?
Turbocompressor	76-85	24 (1 to 80 bar)	1,000-200,000	

Figura 24: Proceso de compresión. Fuente: [23]

Pistón y turbocompresor son los compresores más eficientes, siendo el último capaz de comprimir un mayor flujo volumétrico de H_2 , pero con más etapas (figura 24).

II. Preenfriamiento

Esta parte no es obligatoria, pero puede reducir el trabajo aguas abajo. Su objetivo es enfriar el hidrógeno por debajo de su temperatura de entrada al compresor (a unos 80K). A nivel comercial, se usa N_2 como fluido refrigerante.

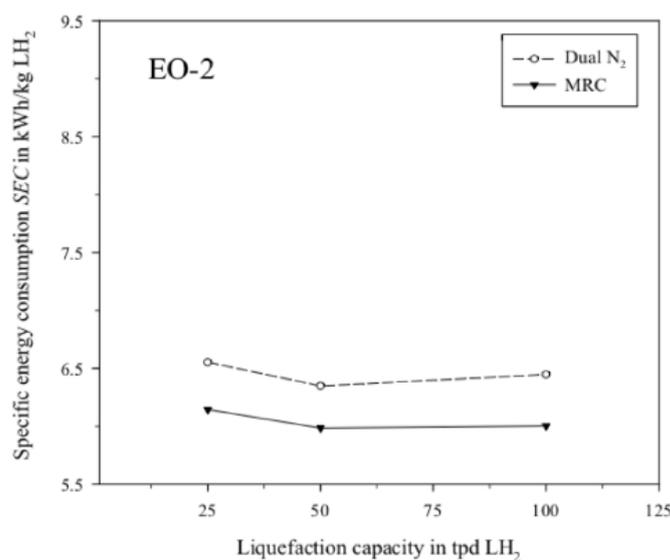


Figura 25: Energía consumida por el ciclo Claude. Fuente: [23]

III. Enfriamiento criogénico

➤ Orto y para-hidrógeno

En condiciones normales, el gas hidrógeno está compuesto por dos moléculas con dos tipos de átomos en función de la dirección del "spin" de sus electrones y núcleos: *orto-hidrógeno* y *para-hidrógeno*.

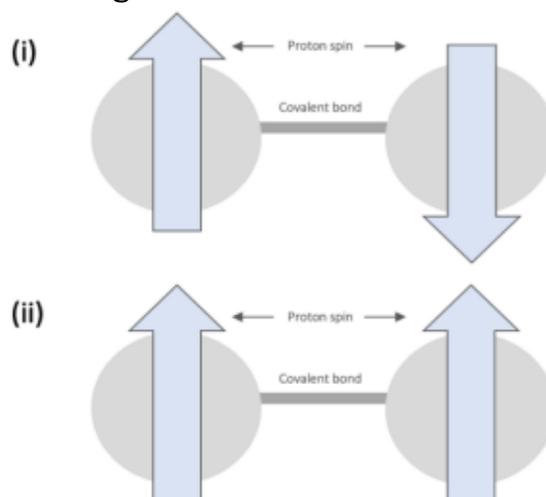


Figura 26: Isómeros de spin para (i) y orto-hidrógeno (ii). Fuente: [23]

El problema es que a medida que la temperatura disminuye, como se observa en la *figura 27*, la concentración de *para-hidrógeno* aumenta considerablemente de forma espontánea y exotérmica (525 kJ/kg). Esto implica que, sumando esta conversión y la evaporación del calor latente del hidrógeno (461 kJ/kg) tendríamos que extraer del proceso cerca de 1000 kJ/kg, aumentando costes y tiempos de proceso.

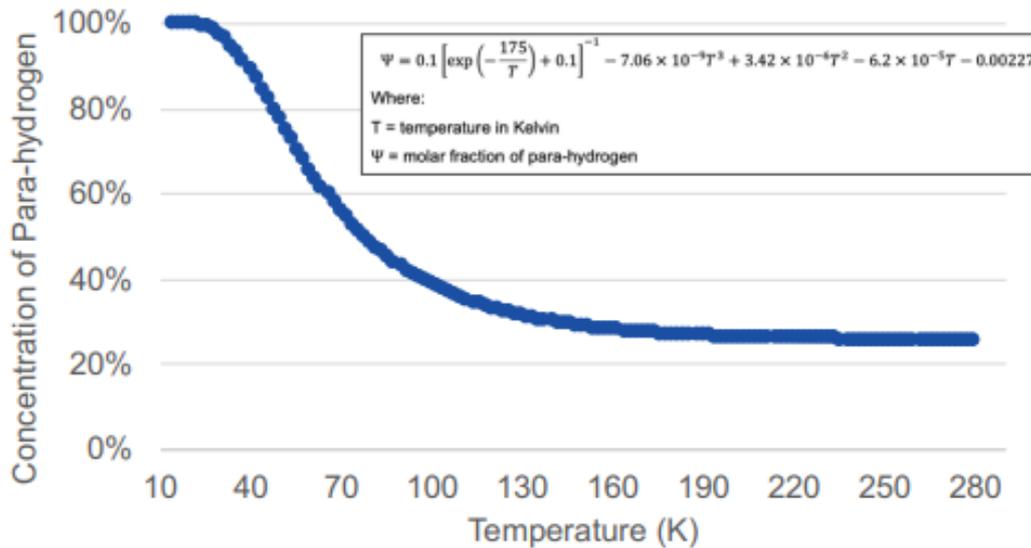


Figura 27: Concentración de para-hidrógeno en función de la temperatura. Fuente: [23]

Es por esto que, previo al enfriamiento criogénico, es necesario realizar un **proceso catalítico**. Con esto se consigue acelerar la conversión del orto al para-hidrógeno, y así, reducir el tiempo de proceso en 48h (sin catalisis).

Como catalizador se suelen usar: **óxido de hierro** y **silíce dopada con óxido de cromo**.

Iron (III) oxide catalyst



12kg H₂ at 20K with 37.5kg catalyst, takes 4.75mins to reach 99.8% para-hydrogen

Figura 28: Catalizador de óxido de hierro. Fuente: [23]

Este método tiene dos tecnologías de conversión diferentes:

- **Continuo (I):** intercambiadores de calor empaquetados con catalizador (el más usado).
- **Conversión catalítica por lotes (II):** adiabática e isotérmica (intercambio de calor con refrigerante).

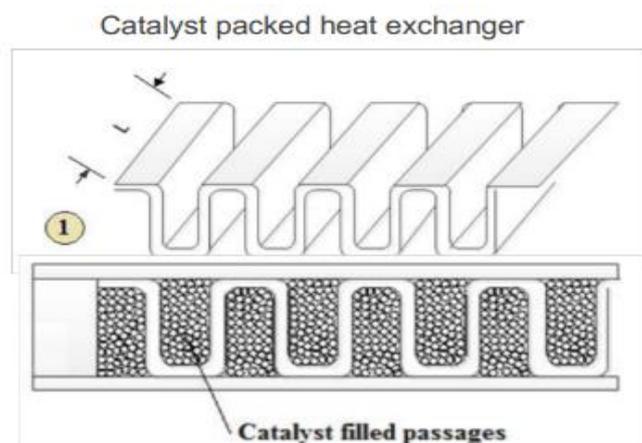


Figura 29: Conversión continua con intercambiadores de calor con catalizador (I). Fuente: [23]

Finalmente se enfría el hidrógeno desde los 80K hasta los 20-26K mediante intercambiadores de aletas de aluminio, que tienen alta conductividad (205 W/mK), y trabajan entre 20-130 bar.

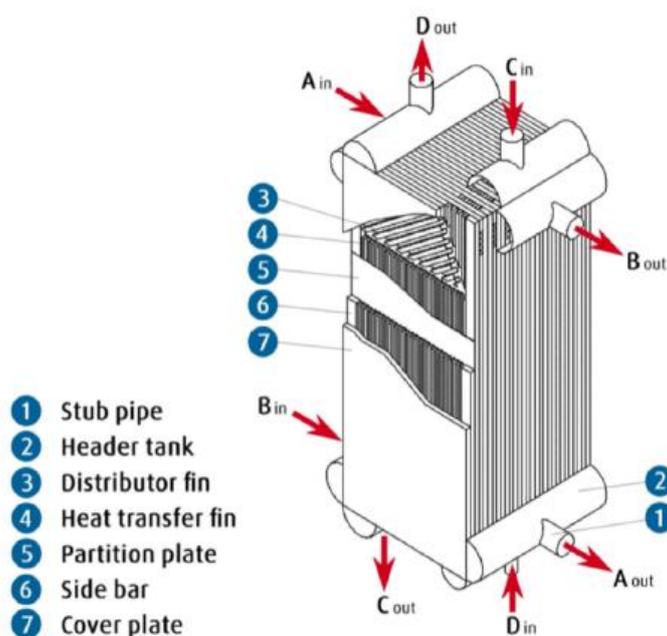


Figura 30: Intercambiador de aletas de aluminio. Fuente: [23]

IV. Expansión

Este es el último paso del proceso de licuefacción del hidrógeno. Se suele expandir a través de una válvula JT (*efecto Joule - Thomson*), donde el paso de alta a baja presión genera una diferencia de temperatura. Aunque existe la alternativa de usar un expansor de turbina radial o axial (mejor eficiencia este último, pero más caro) que extrae el trabajo y lo convierte en trabajo mecánico con una eficiencia de entre 80-90%.

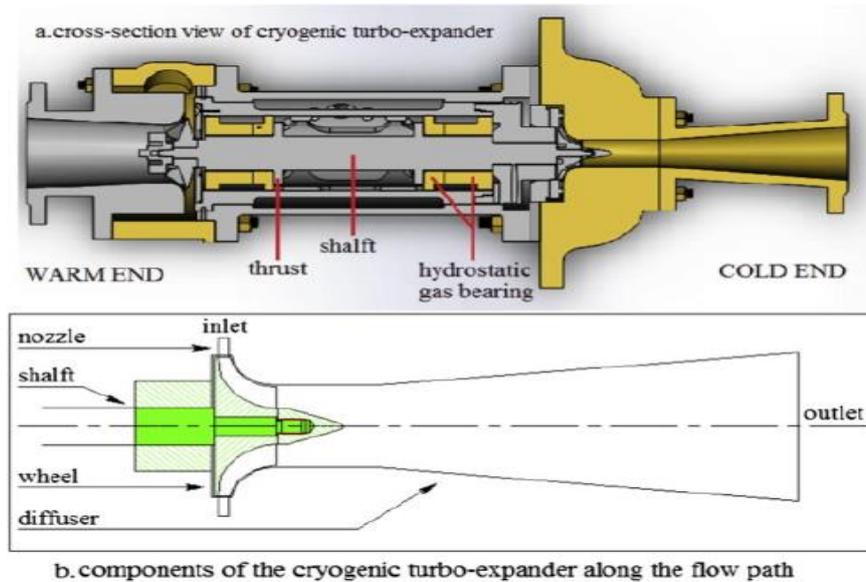


Figura 31: Expansor de turbina. Fuente: [23]

V. Separación

Su propósito es separar el hidrógeno licuado del que queda en fase gaseosa, en el caso de que no se consiga una licuefacción del 100%. Esto se realiza mediante un separador de fase de "flash drum", donde el hidrógeno en fase gaseosa restante se recicla en la etapa de compresión.

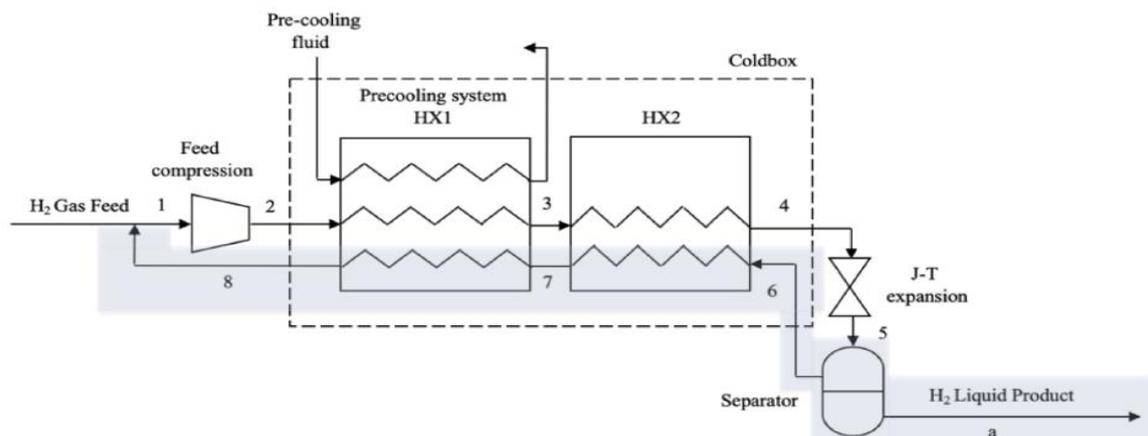


Figura 32: Separador de fase "flash drum". Fuente: [23]

VI. Almacenamiento y transporte

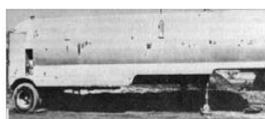
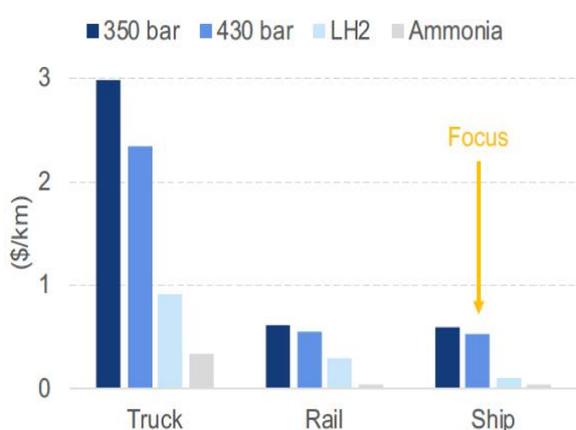
Aguas abajo del proceso de licuefacción, el LH₂ se introduce en tanques de almacenamiento a 20K y 1.2-2.5 bar. Estos depósitos suelen ser de forma cilíndrica o esférica y de doble pared, aislados al vacío.



Figura 33: Tanque de LH₂ en el Kennedy Space Center. Fuente: [23]

Dado el deseo de exportar hidrógeno licuado, existe la necesidad de investigar las tecnologías de transporte. Entre las opciones incluidas están: camión, ferrocarril, avión, tubería y barco. Esta última opción es la más económica y la que mayor volumen de LH₂ puede transportar (figura 34).

Levelised cost of transport for Hydrogen (CSIRO)



1978: 1-axle semi-trailer for highway transportation



NASA LH₂ transportation by barge to the Kennedy Space Centre



Air Products LH₂ tanker, 0.4-6.7 tonnes LH₂



KHI LH₂ transport 88.5 tonnes LH₂ from Victoria to Japan in 16 days

Figura 34: Posibles tecnologías de transporte para el LH₂. Fuente: [23]

3.2.2 Amoniac (NH₃) y portadores orgánicos líquidos (LOHC)

- **AMONIACO (NH₃)**

El amoniac es la opción más viable para el transporte intercontinental, ya que es una molécula muy densa energéticamente. Puede portar más hidrógeno por unidad de volumen que el propio hidrógeno líquido y se puede mantener en este estado sin grandes esfuerzos, bajando su temperatura hasta los -33 °C o aumentando su presión a 10 bar.

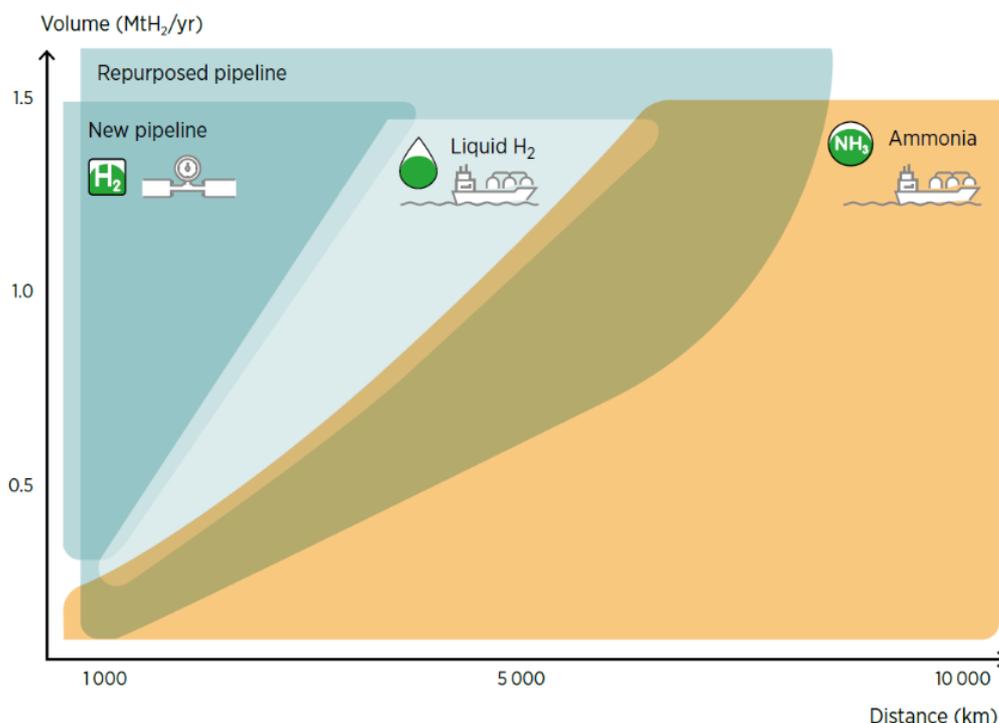
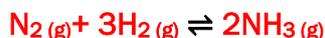


Figura 35: Métodos de transporte según distancia. Fuente: IRENA

➤ **Formación del amoniac a partir de H₂ verde**

Este compuesto cuenta con la ventaja de producirse a través de un método desarrollado y usado en los últimos 100 años en agricultura, el proceso *Haber-Bosch*, que consiste en emplear una presión extremadamente alta (202.65 atm) para forzar una reacción química usando nitrógeno e hidrógeno gaseosos:



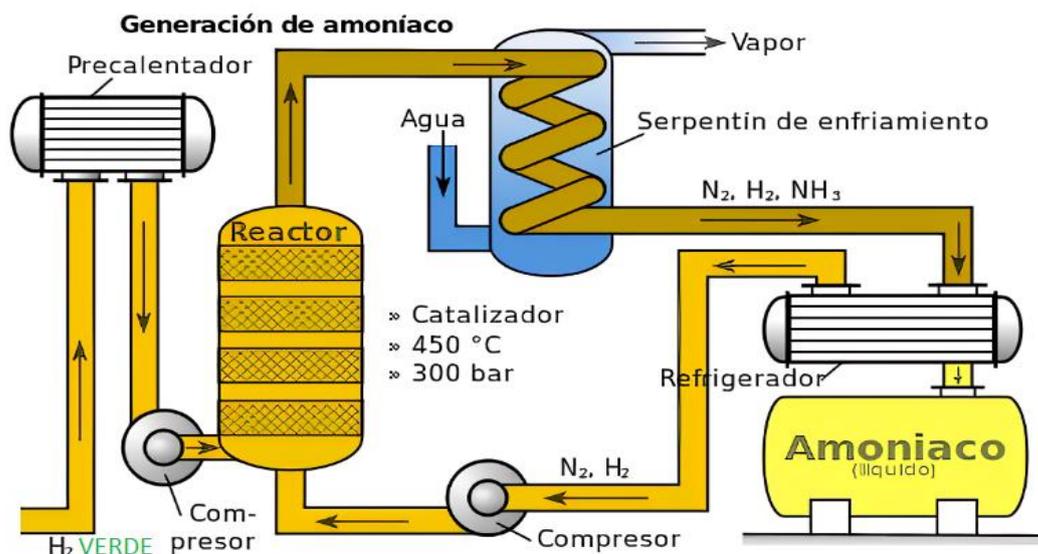


Figura 36: Formación del amoníaco a partir de hidrógeno verde. Fuente: Wikipedia y elaboración propia

Se ha modificado la parte principal del “*cracking del metano*”, para introducir directamente hidrógeno “verde” a precalentar.

Además de que ya existe una infraestructura y una metodología para manejar el amoníaco, por lo que los sistemas energéticos tendrían una adaptación más sencilla.

➤ Obtención del H_2 a partir del amoníaco

Una vez transportado el hidrógeno a través del amoníaco, ahora se necesita obtenerlo para darle el uso que se requiera.

Para ello se realiza un craqueo, que es aportar temperatura ($550\text{-}800\text{ °C}$) al sistema en presencia o no de un catalizador. Estos catalizadores aumentan la velocidad de la reacción, usándose, desde 1904, elementos como **Hg**, **Fe** y **Pt**.

En la actualidad, **Horizonte Europa**, un proyecto lanzado por el CDE (Centro de Documentación Europea de Almería) busca el desarrollo de catalizadores y de un reactor capaz de realizar la deshidrogenación del amoníaco utilizando temperaturas más bajas. Además, un objetivo fundamental es desarrollar un sistema de demostración, capaz de funcionar durante 500 horas y producir, al menos, 10 kg de H_2 /día a presión atmosférica (fuente [29]).

- PORTADORES ORGÁNICOS LÍQUIDOS (LOHC)

Por otro lado, tenemos los portadores orgánicos líquidos (LOHC). Son compuestos aromáticos que pueden hidrogenarse y deshidrogenarse sin descomponerse y de un modo cíclico. Son compuestos muy utilizados en la actualidad en la industria. Un ejemplo:



Estos compuestos son derivados del petróleo que, tanto hidrogenados como deshidrogenados, son líquidos y estables a temperatura ambiente, capaces de almacenar hidrógeno por largos periodos de tiempo. Además, cuentan con la ventaja de poder usar las mismas infraestructuras del transporte de productos petrolíferos. El principal inconveniente es que los procesos de hidrogenación y deshidrogenación implican gran inversión energética, y por tanto, mayores costes del hidrógeno final.

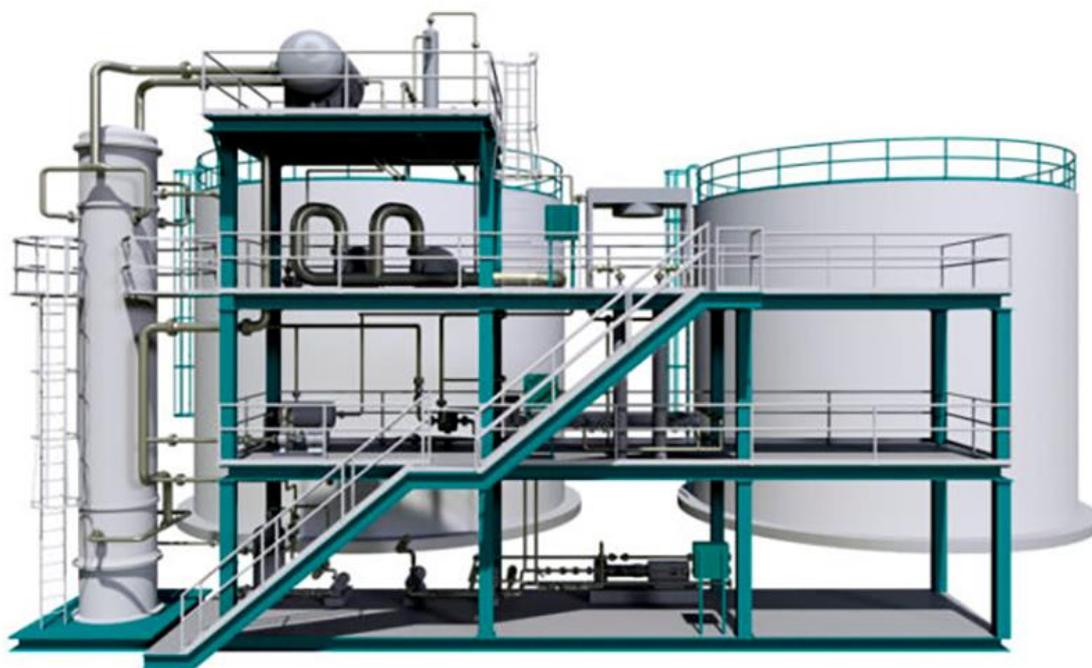


Figura 37: Planta de hidrogenación. Fuente: [26]

	LH ₂	Ammonia	Chemical hydride
Chemical form.	H ₂	NH ₃	C ₇ H ₁₄
Density kg/m ³	70.8	680	770
Boiling point °C	- 253	- 33	101
Hydrogenation Process	GH ₂ ⇒ LH ₂	3H ₂ +N ₂ ⇒ 2NH ₃	C ₇ H ₈ +3H ₂ ⇒ C ₇ H ₁₄
Dehydrogenation Process	LH ₂ ⇒ GH ₂	2NH ₃ ⇒ 3H ₂ +N ₂	C ₇ H ₁₄ ⇒ 3H ₂ +C ₇ H ₈

Tabla 4: Comparativa de propiedades físicas del LH₂, NH₃ y líquidos orgánicos. Fuente: [27]

El amoniaco tiene una densidad mucho mayor que el LH₂ y un punto de ebullición mayor y más accesible, según la *tabla 4*.

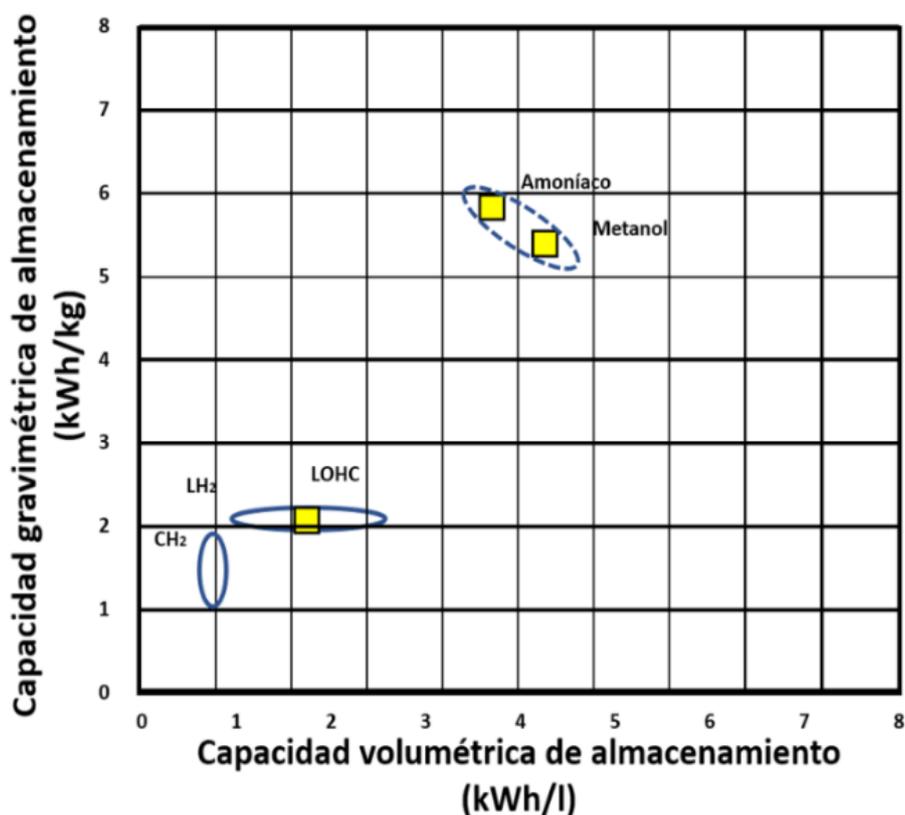


Figura 38: Comparativa densidades energéticas para los distintos procesos de hidrógeno líquido. Fuente: [26]

Además, la capacidad volumétrica de almacenamiento del amoniaco es muy superior a la del LH_2 y la de los LOHC (*figura 38*).

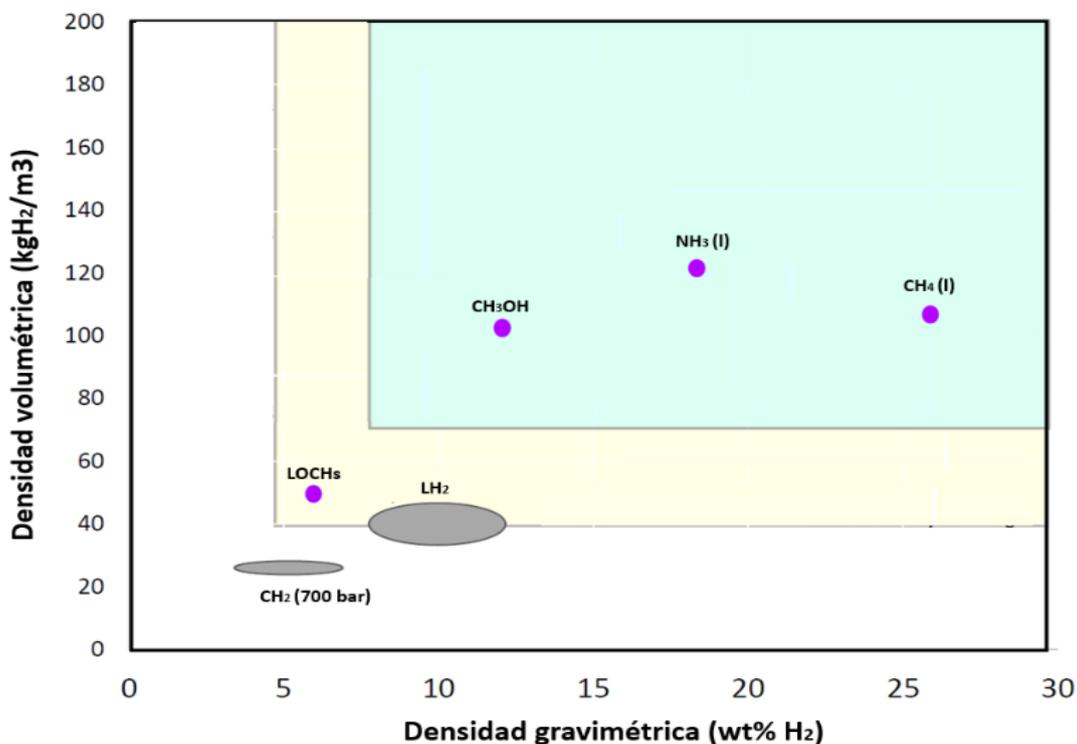


Figura 39: Comparativa densidades volumétricas y gravimétricas para los distintos procesos de hidrógeno líquido. Fuente: [26]

La densidad gravimétrica del amoniaco también es muy superior respecto a los LOHC y LH_2 (*figura 39*).

Si se realiza una breve comparativa entre los portadores (NH_3 y LOHC) y el hidrógeno líquido criogénico, se aprecia que el amoniaco es la opción más viable tanto económica como tecnológicamente hablando.

Es un método ya maduro, los costes son menores que los otros dos, mayor capacidad volumétrica y gravimétrica de almacenamiento y además mayor densidad energética por masa y volumen.

3.3 Almacenamiento de hidrógeno por absorción (estado sólido)

En este tipo de almacenamiento se usan aleaciones metálicas en las que el hidrógeno es absorbido por el metal, dando lugar al hidruro metálico. Este tipo de almacenamiento tiene una alta capacidad por unidad de volumen, pero es bastante pesado (imposibilidad de usar en aplicaciones móviles) y bastante caro debido al alto coste de los materiales.

Otra ventaja que tiene es que estos tanques de hidruros metálicos operan a presiones normales, sin pérdidas, y con posibilidad de limpiar el hidrógeno (hidrógeno de más pureza). Es empleado en submarinos.

3.3.1 Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos

Los hidruros metálicos se basan en aleaciones metálicas que actúan como una esponja que absorbe hidrógeno gaseoso a través de una reacción donde se libera calor. La molécula de H_2 se absorbe primero en la superficie y después se disocia en átomos de hidrógeno.

Cuando se necesita el hidrógeno, este se libera del hidruro empleando ciertas condiciones de presión y temperatura, pudiéndose repetir cuantas veces se requiera sin pérdida en la capacidad de almacenamiento. Esta facilidad de recuperación es clave, reflejada en la presión de disociación del material, una propiedad dependiente de la temperatura.

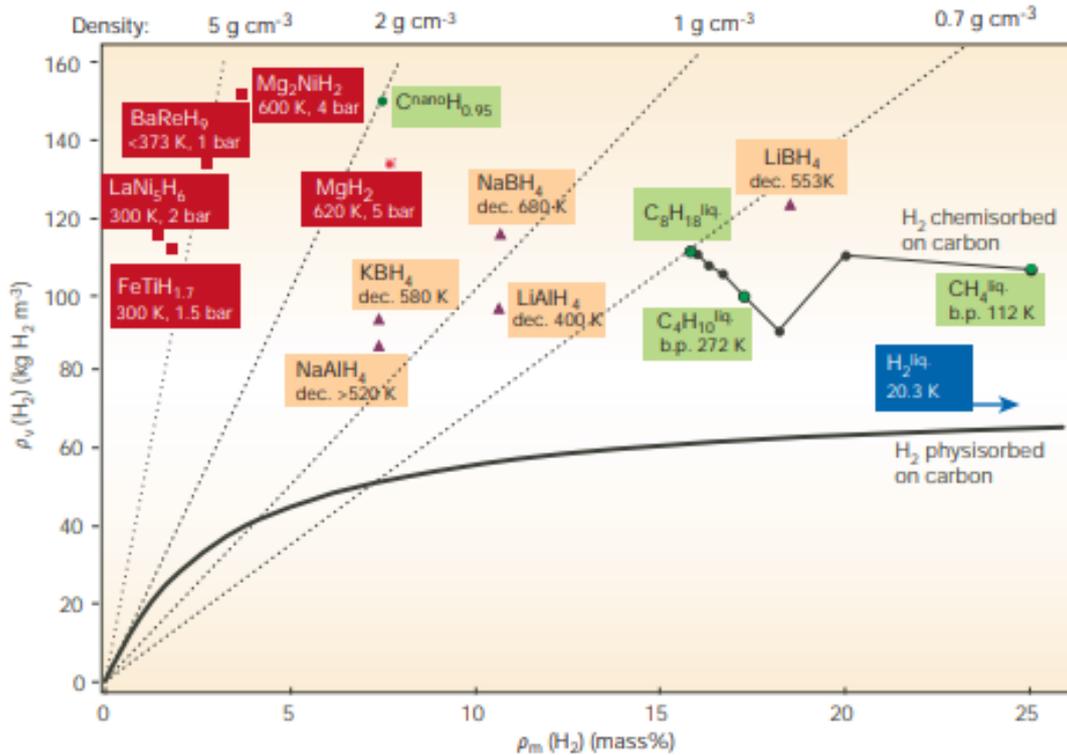


Figura 40: Capacidad de almacenaje de hidrógeno para hidruros metálicos comparado con otros compuestos orgánicos. Fuente: [31]

- Hidruros metálicos intersticiales

Estos ofrecen una capacidad de almacenamiento del 1.8% en peso a 60-70 °C, o hasta un 3% en peso para aleaciones cuasi-cristalinas de Zr-Ti-Ni. Esta última tiene un inconveniente, y es que la absorción del hidrógeno reversible es más pobre.

- Material pulverizado rico en magnesio (Mg) activado

Estos hidruros alcanzan hasta una capacidad de almacenamiento de hasta un 5-6% en peso en laboratorios a 260-280 °C (1 bar). Necesita mejoras en la cinética del proceso.

	Theoretical Thermal Storage (kJ/kg)	Operating Temp. Range (°C)	Operating Press. Range (bar)	Thermal Energy Required (MWh _{th})	Mass of HT Metal (tons)	Mass of H ₂ Required (tons)	Mass of LT Metal Required (tons)
MgH ₂	2811	300 - 400	1.6 - 17	5133	6070.5	503.6	26000.3
Mg ₂ FeH ₆	2090	385 - 470	7 - 37	4357	7094.5	410.5	21195.9
NaMgH ₃ - 1st step	1721	475 - 575	7 - 37	3852	7734.5	323.1	16682.8
NaMgH ₂ F	1416	510 - 605	7 - 37	3705	9142.4	277.9	14348.4

Tabla 5: Propiedades de operación y capacidades de los hidruros de Mg. Fuente: [15]

- Hidruros metálicos ligeros complejos (alanatos y homólogos)

Capaces de absorber entre un 5-8% en peso, pero liberan hidrógeno muy lentamente. Los que usan como catalizadores Ti y Zr son los más prometedores.

Son buenos candidatos para el diseño de tanques de almacenamiento de hidrógeno, ya que pueden alcanzar una capacidad de 5% en peso a 180 °C (1 bar). Al igual que la anterior, necesita mejorar sus cinéticas de absorción y liberación. Unos ejemplos:

Materials	Theoretical Heat Storage Capacity (kJ/kg)	Operating Temperature (°C)
Sensible Heat		
NaNO ₃ /KNO ₃	153 per 100°C	290 - 565
Metal Hydrides		
Mg ₂ NiH ₄ ↔ Mg ₂ Ni + 2H ₂	1158	250 - 400
MgH ₂ ↔ Mg + H ₂	2811	300 - 400
Mg ₂ FeH ₆ ↔ 2Mg + Fe + 3H ₂	2096	350 - 550
NaMgH ₃ ↔ NaH + Mg + H ₂	1721	430 - 585
NaMgH ₃ ↔ Na + Mg + 1.5H ₂	2881	> 585
TiH _{1.7} ↔ Ti + 0.85H ₂	2842	700 - 1000
CaH ₂ ↔ Ca + H ₂	4934	>1000
LiH ↔ Li + 0.5H ₂	8397	>850

Tabla 6: Capacidades de almacenamiento de calor y temperatura de operación para los diferentes hidruros descritos anteriormente. Fuente: [15]

Según el proyecto de la **International Energy Agency**, los sistemas basados en hidruros complejos de media/baja temperatura reversibles de metales ligeros como Na, Li o Al son los medios de almacenamiento de hidrógeno más prometedores.

Sin embargo, su funcionamiento está obstaculizado por ratios insatisfactorios de hidrogenación y deshidrogenación, inestabilidad cíclica y la necesidad de trabajar a temperaturas relativamente altas, por encima de los 150 °C, y presiones de entre 60 y 150 bar.

3.3.2 Almacenamiento de hidrógeno en sistemas porosos

Este método, comparado con los gaseosos y líquidos, ofrece almacenamiento del hidrógeno a menor presión, incrementando la seguridad, con un diseño flexible y una razonable eficiencia de capacidad volumétrica de almacenamiento. Aunque esta tecnología no está madura, se están realizando avances interesantes.

- **Materiales en base carbono**

El hidrógeno, en función de su presión y temperatura, puede ser absorbido y almacenado de forma reversible en superficies sólidas como resultado de la fisorción (fuerzas de *van der Waals*) o adsorción química (hidruros metálicos).

Para la fisorción los materiales más adecuados son aquellos con gran área específica, como los **carbonos nanoestructurados** o los **nanotubos de carbono**. En la *figura 42*, observamos que, generalmente, los carbonos nanoestructurados (pirámides) tienen mejor almacenamiento reversible respecto a su área específica que los nanotubos de carbono (esferas):

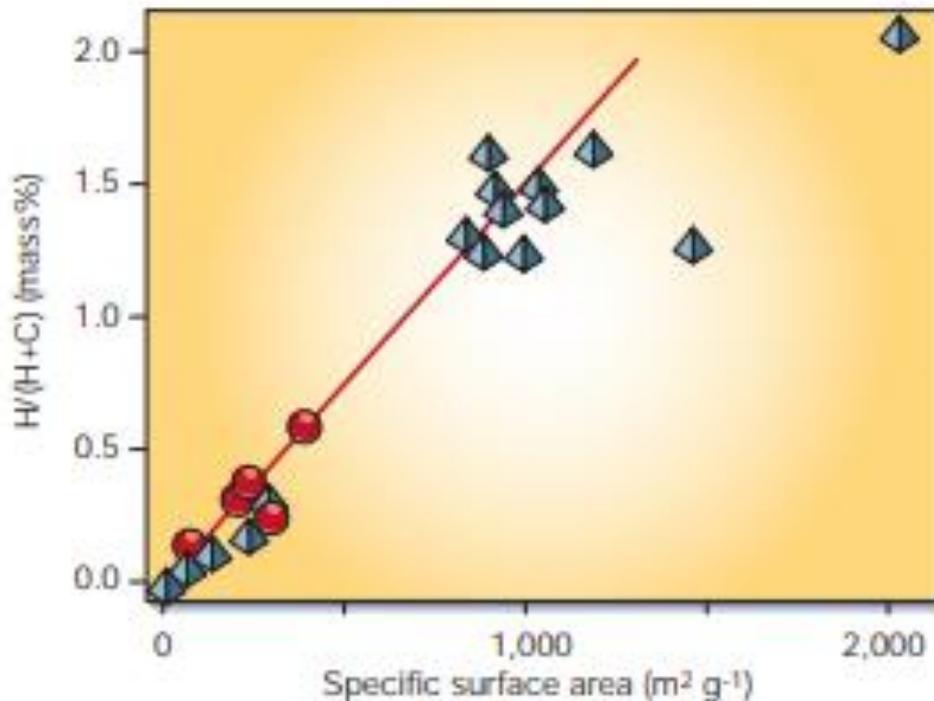


Figura 41: Almacenamiento reversible de hidrógeno respecto del área específica del material para carbonos nanoestructurados y nanotubos de carbono. Fuente: [31]

- **Materiales en base no carbono**

- Nanocomposites y aerogeles autoensamblados

Son muy porosos (tamaño de poro < 50 nm), de elevada área superficial (400-1100 m^2/g), con una matriz sólida compuesta de partículas interconectadas tipo coloidal, y muy bajas densidades. Absorben el hidrógeno por fisisorción y a través de una reacción ácido-base.

Son económicos, ligeros (3-500 kg/m^3), muy estables, con propiedades fáciles de controlar. El **aerogel de sílice** es el más prometedor.

- Zeolitas

Son materiales cristalinos nanoporosos, robustos químicamente, con buena reproducibilidad estructural. Tienen una capacidad de almacenamiento máximo de 2.5% en peso (5 kg/m^3).

Disponibles a bajo coste y respetuosos con el medioambiente.

- Materiales orgánicos metálicos

Son materiales zeolíticos que usan el carbono como columna vertebral. Tiene una composición flexible, con gran estructura de poros.

Tiene propiedades a medida, y por lo tanto, potencial para el almacenamiento de hidrógeno en gran volumen cuando se hagan las modificaciones químicas apropiadas para su uso.

3.4 Breve comparativa de los diferentes procesos de almacenamiento

Una vez analizados los diferentes métodos de almacenamiento del hidrógeno en función de los datos obtenidos sobre la capacidad de almacenamiento, la densidad energética por unidad de volumen frente a la densidad gravimétrica, costes, nivel de desarrollo, capacidad de transporte, se pueden situar las diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno en el momento de desarrollo en que se encuentran en la actualidad.

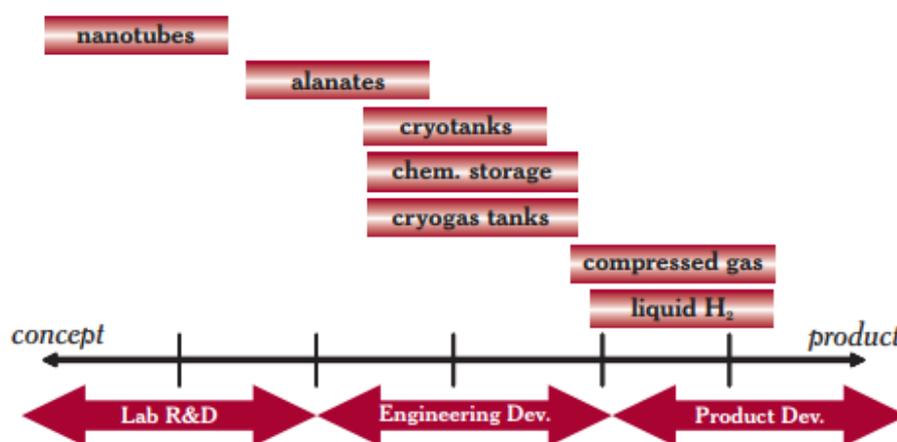


Figura 42: Estado de desarrollo de las diferentes formas de almacenamiento de hidrógeno estudiadas. Fuente: ...

Como se puede observar en la figura 42, los métodos de hidrógeno comprimido e hidrógeno licuado son los más cercanos a producto de todos.

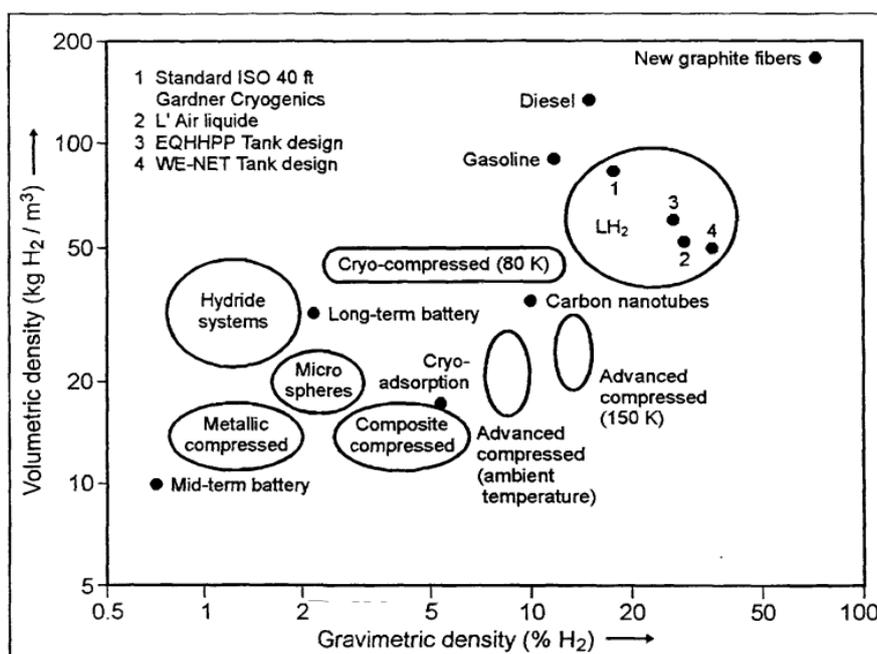


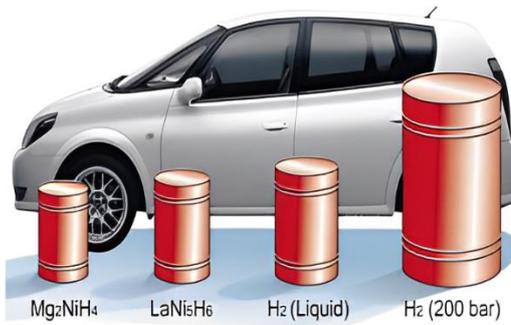
Figura 43: Densidad volumétrica vs densidad gravimétrica de las diferentes formas de almacenamiento de hidrógeno estudiadas. Fuente: [34]

Según la *figura 43* es el LH₂ es el que mejor relación densidad gravimétrica – densidad volumétrica de almacenamiento posee comparado con combustibles fósiles tradicionales, hidruros, combustibles sólidos e hidrógeno comprimido.

Storage Technique	Volume	Mass	Pressure	Temperature
Composite cylind.	 max. 33 kg H ₂ ·m ⁻³	13 mass%	800 bar	298 K
Liquid hydrogen	 71 kg H ₂ ·m ⁻³	100 mass%	1 bar	21 K
Metalhydrides	 max. 150 kg H ₂ ·m ⁻³	2 mass%	1 bar	298 K
Physisorption	 20 kg H ₂ ·m ⁻³	4 mass%	70 bar	65 K
Complex hydrides	 150 kg H ₂ ·m ⁻³	18 mass%	1 bar	298 K
Alkalimetal + H ₂ O	 >100 kg H ₂ ·m ⁻³	14 mass%	1 bar	298 K

established

reversibility ?



Mg₂NiH₄ LaNi₅H₆ H₂ (Liquid) H₂ (200 bar)

Figura 44: Comparativa de propiedades físicas de operación y capacidades gravimétricas y volumétricas para los diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: [15] y [31]

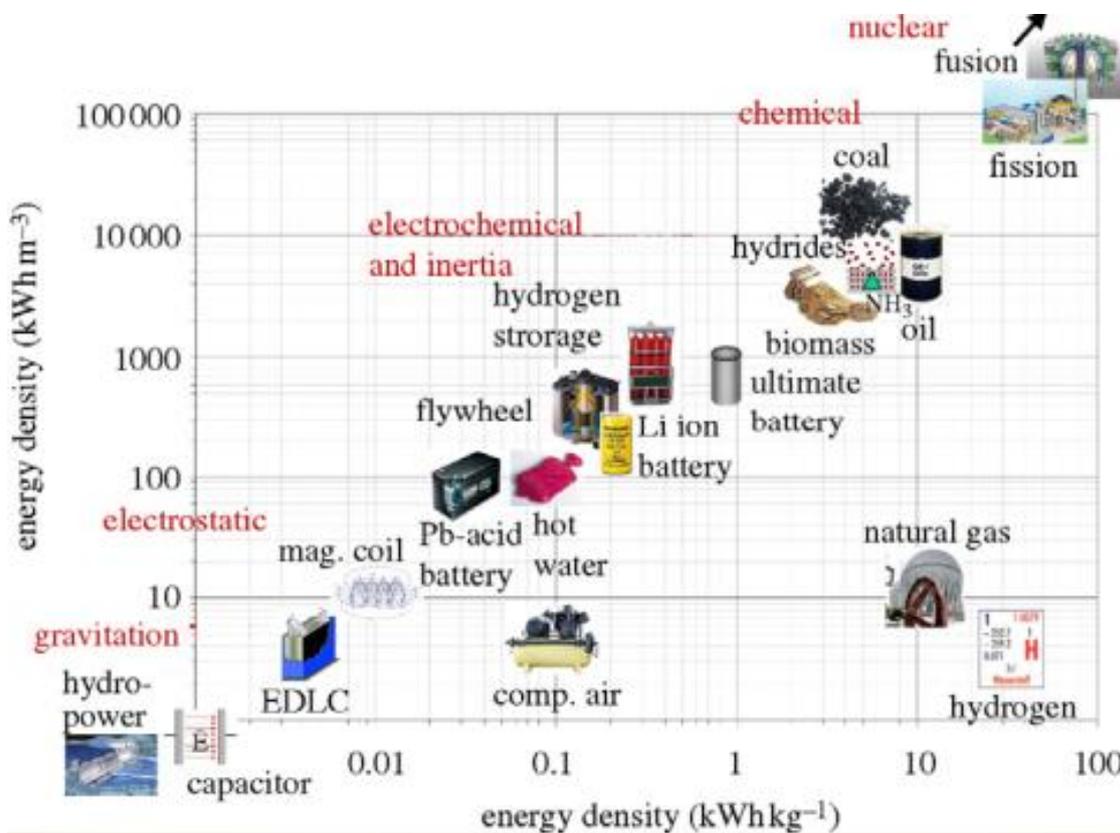


Figura 45: Comparativa de densidades energéticas para los diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: [15]

En cuanto a capacidad de almacenamiento, los sistemas de hidruros metálicos son la mejor opción (*figura 44*). Estos, junto con el amoniaco, son los que mayor densidad energética poseen (*figura 45*).

TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	BENEFICIOS	BARRERAS
Cilindros de gas comprimido	Tecnología madura hasta los 200 bar; generalmente disponible; puede ser de bajo coste	Solo cantidades relativamente pequeñas de H ₂ pueden almacenarse en 200 bar; Sólo cantidades relativamente pequeñas de H ₂ se almacenan en 200bar; Densidades de energía de combustible y almacenamiento a altas presión (700bar) son comparables al hidrógeno líquido, pero aún más bajos que para la gasolina y el diésel; almacenamiento a altas presiones está aún en desarrollo
Tanques líquidos	Tecnología madura; buena densidad de almacenamiento	Las temperaturas muy bajas requieren un súper aislamiento; parte del hidrógeno se pierde por evaporación; intensidad energética de la producción de hidrógeno líquido; La energía almacenada aún no es comparable a los combustibles fósiles líquidos
Hidruros metálicos	Parte de la tecnología disponible; almacenamiento en estado sólido; se puede hacer en diferentes formas; efectos térmicos pueden usarse en subsistemas; muy seguro	Pesado; puede degradarse con el tiempo; actualmente caro; el llenado requiere un circuito de refrigeración
Hidruros químicos	Reacciones de formación reversibles de hidruros bien conocidas. Ej.: NaBH; compacto	Desafíos en la logística de manejo de productos de desecho y en requisitos de infraestructura
Estructuras de carbón	Permiten altas densidades de almacenamiento; puede ser barato	No comprendido ni desarrollado totalmente

Tabla 7: Ventajas y barreras que presenta frente a los otros modos de almacenamiento. Fuente: elaboración propia basada en fuente [32]

Atendiendo a la *tabla 7*, el almacenamiento del hidrógeno más económico se realiza mediante cilindros de gas comprimido y estructuras de carbón, siendo estas últimas tecnológicamente inmaduras.

Para grandes densidades de almacenamiento la mejor opción son los tanques de líquido, aunque los costes son elevados.

En términos de seguridad, los hidruros metálicos son los idóneos, pero son muy pesados, se degradan con el tiempo y son muy costosos.

PILAS DE COMBUSTIBLE

4 PILAS DE COMBUSTIBLE

El hidrógeno, como **vector energético** nos permite el almacenamiento de energía. Podemos transformar su energía en electricidad con una **pila de combustible**. Una pila de combustible es un dispositivo que convierte la energía química, en este caso del hidrógeno, en energía eléctrica y calor en un proceso a temperatura constante. Se comporta de forma análoga a una batería, y consta de un electrolito y dos electrodos (ánodo y cátodo).

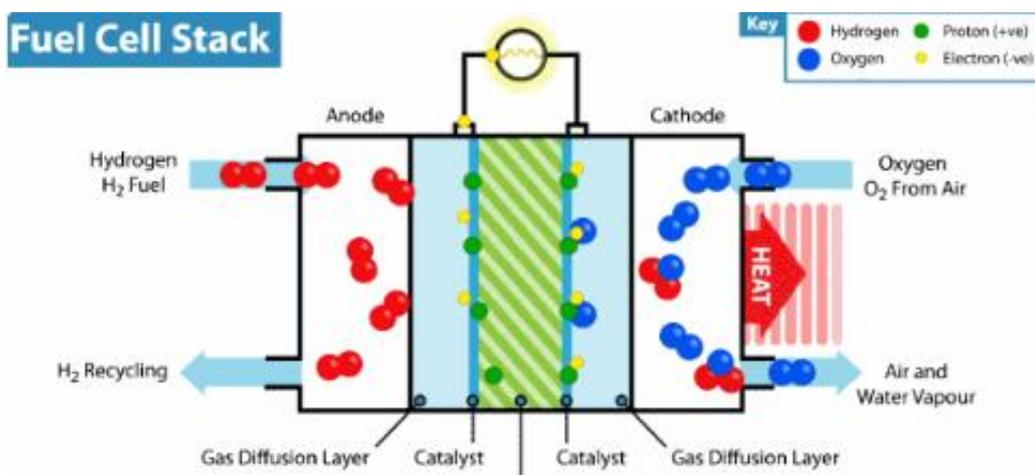


Figura 46: Funcionamiento de una pila de combustible. Fuente: Online [35]



Figura 47: Pila de combustible de hidrógeno. Fuente: [36]

Como se ve en la *figura 46*, se suministra H_2 en el ánodo y O_2 del aire en el cátodo. Los protones del H_2 se dirigen hacia el cátodo, atravesando la membrana de intercambio de protones, y al reaccionar con el O_2 proveniente del aire se convierte en vapor de agua.

4.1 Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM)

Las pilas PEM constan de una membrana polimérica que ha de estar completamente hidratada para favorecer la conducción de los protones. Utilizan únicamente agua, por lo que la corrosión es mínima. Requieren de un hidrógeno de alta pureza (99,9999%).

Los retos actuales son disminuir el coste y aumentar la eficiencia, es decir, disminuir la carga de platino, reducir el espesor de la capa catalítica y optimizar la dispersión del catalizador, mejorar las prestaciones de la membrana polimérica y encontrar un material alternativo al grafito para la placa bipolar de alta conductividad eléctrica y térmica.

- **Electrolito:** polímero sólido (H^+)
- **Combustible:** H_2
- **Catalizador:** platino (Pt)
- **T de operación:** $80-95^\circ C$
- **Potencia:** 0.1-100 kW
- **Eficiencia eléctrica (%):** 40-60 (pila), 30-50 (sistema)

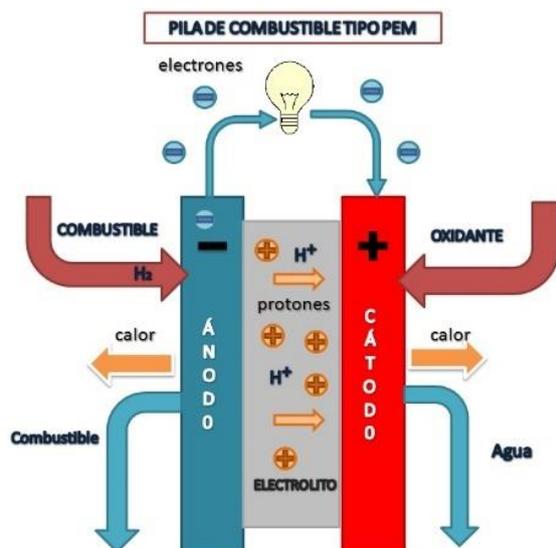


Figura 48: Pila de combustible PEM. Fuente: [37]



Figura 49: Pila de combustible PEM real. Fuente: [38]

4.2 Pila de combustible de metanol (DMFC)

Este tipo de pilas funcionan similar a las anteriores, con temperaturas de operación ligeramente más elevadas y utilizando como combustible metanol en lugar de hidrógeno.

Las metas son la sustitución de la membrana por otra que permita trabajar a temperatura superior a los 130°C y que no represente problema de *crossover* (*paso del reactante anódico al compartimento catódico a través de la membrana*) y encontrar un catalizador anódico más activo para la oxidación directa del metanol.

- **Electrolito:** polímero sólido (H^+)
- **Combustible:** CH_3OH (metanol)
- **Catalizador:** platino (Pt)
- **T de operación:** $50\text{-}120^{\circ}\text{C}$
- **Potencia:** $1\text{mW}\text{-}100\text{ kW}$
- **Eficiencia eléctrica (%):** $20\text{-}30$ (pila), $10\text{-}20$ (sistema)

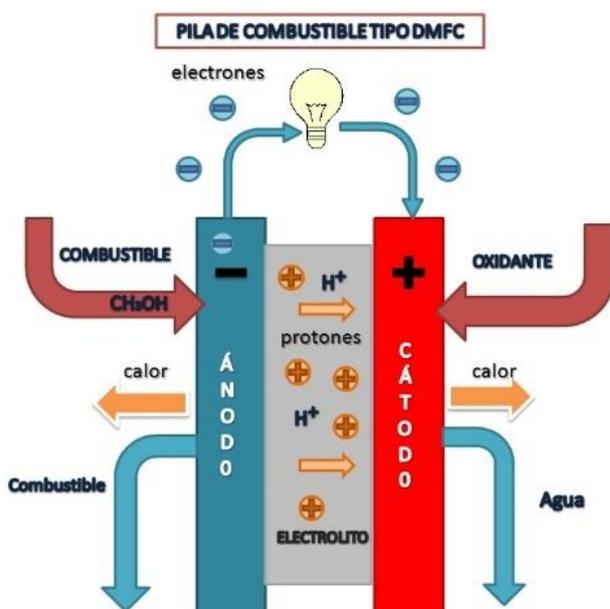


Figura 50: Pila de combustible DMFC. Fuente: [37]

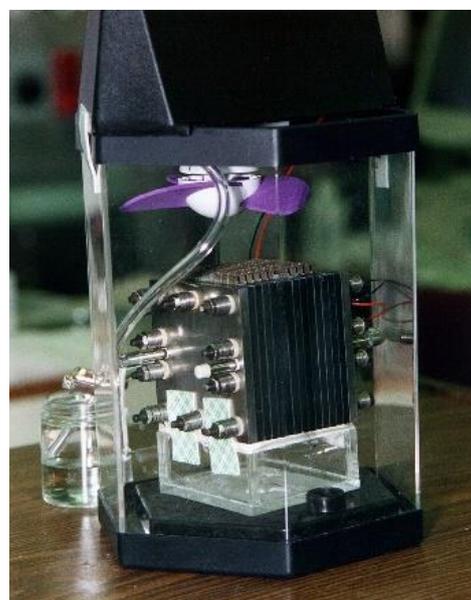


Figura 51: Pila de combustible DMFC real. Fuente: [37]

4.3 Pila de combustible alcalina (AFC)

Su electrolito es hidróxido de potasio concentrado al 35-50% para operaciones a 120 °C, y del 85% para operaciones a 250 °C. Al tratarse de un electrolito líquido es necesaria una matriz para retenerlo. El hidrógeno ha de ser de alta pureza, ya que, si existen restos de CO₂, éste es absorbido por el KOH formando carbonato potásico, lo que reduce en gran medida la eficiencia.

La tecnología de estas celdas está muy desarrollada, habiendo sido usada en dispositivos espaciales.

- **Electrolito:** solución de hidróxido de potasio en agua (OH⁻)
- **Combustible:** H₂
- **Catalizador:** metales no preciosos
- **T de operación:** 105-245 °C
- **Potencia:** 10-100 kW
- **Eficiencia eléctrica (%):** 60-70 (pila), 62 (sistema)

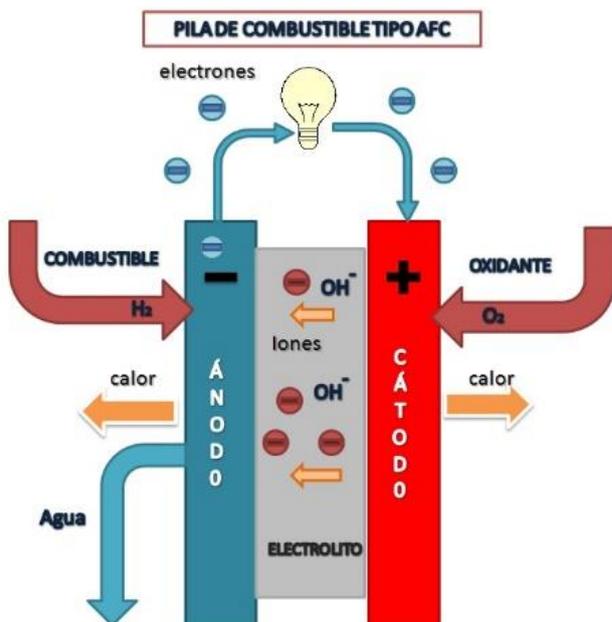


Figura 52: Pila de combustible AFC. Fuente: [37]



Figura 53: Pila de combustible AFC real. Fuente: [39]

4.4 Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

Este tipo de pila usa ácido fosfórico concentrado como electrolito, retenido en una matriz de carburo de silicio, con temperatura de operación de 150-250°C. Los electrodos, fabricados en platino, tienen alta sensibilidad al envenenamiento por CO.

Presentan una tolerancia a contaminantes generados en el proceso de reformado de hidrocarburos muy superior al resto de pilas, y tienen un alto nivel de desarrollo tecnológico.

- **Electrolito:** ácido fosfórico líquido (H^+)
- **Combustible:** H_2
- **Catalizador:** platino (Pt) sobre base de carbono (C)
- **T de operación:** 180-205 °C
- **Potencia:** >100 kW
- **Eficiencia eléctrica (%):** 55 (pila), 36-42 (sistema)

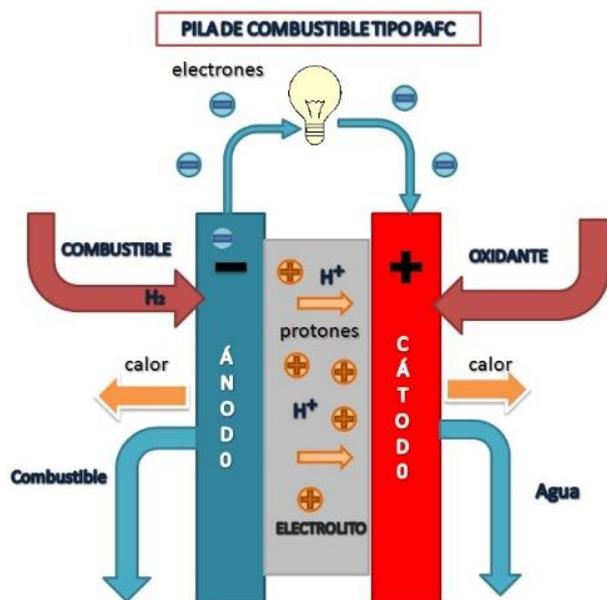


Figura 54: Pila de combustible PAFC. Fuente:



Figura 55: Sistema de potencia PureCell, que suministra 400 kW de potencia. Fuente: [37]

4.5 Pila de combustible de carbonato fundido (MCFC)

Utilizan como electrolito una sal fundida de carbonatos alcalinos (Li, Na, K) retenidos en una matriz de aluminato de litio, operando a temperaturas superiores a 650 °C, mejorando sus prestaciones cuando se trabaja a presión. Los electrodos suelen ser de níquel dopado con aluminio o cromo para el ánodo, y óxido de níquel litiado para el cátodo.

Admiten altas concentraciones de CO y CO₂ en los gases de alimentación, lo que las hacen idóneas para todo tipo de combustibles. Se puede introducir directamente hidrocarburos sin necesidad del paso previo de transformarlo en hidrógeno. Desarrollo actual muy avanzado.

- **Electrolito:** carbonatos alcalinos sobre una matriz cerámica (CO₃²⁻)
- **Combustible:** H₂ o directamente hidrocarburos
- **Catalizador:** carbonatos fundidos (electrodos)
- **T de operación:** >650 °C
- **Potencia:** 100 kW – 2MW
- **Eficiencia eléctrica (%):** 50-60 (pila), 47 (sistema)

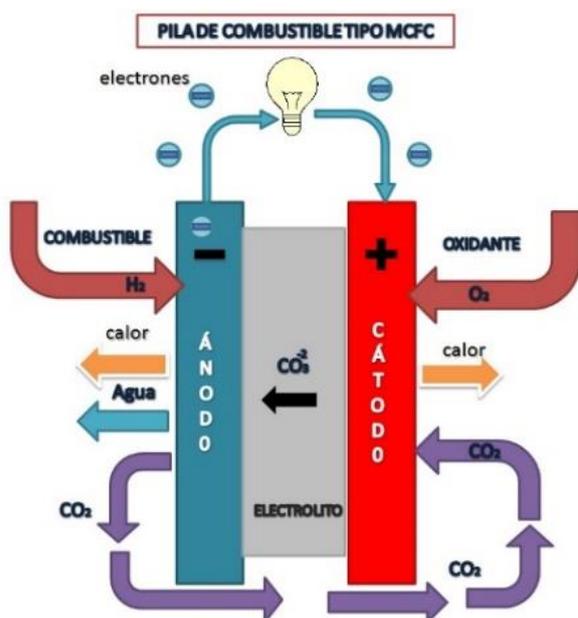


Figura 56: Pila de combustible MCFC. Fuente: [37]

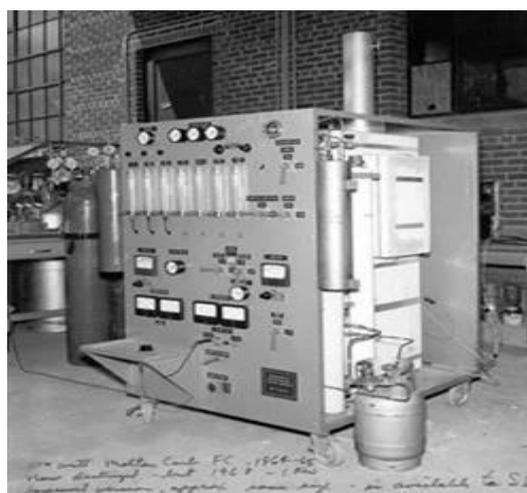


Figura 57: Sistema de potencia (100W) con pila MCFC (1966, Texas). Fuente: [39]

4.6 Pila de combustible de óxido sólido (SOFC)

Estas pilas usan como electrolito un óxido metálico no poroso que sea buen conductor iónico (normalmente óxido de zirconio), operando a temperaturas muy elevadas de 800-1000 °C. El ánodo suele ser Ni-ZrO₂, y el cátodo una manganita de lantano dopada con estroncio o selenio.

Capaces de trabajar a mayores densidades de corriente y sin problemas de corrosión, las convierten en una alternativa muy prometedora frente a las MCFC. El reto actual es bajar la temperatura de operación en el rango de 600-800 °C, disminuyendo el espesor de la capa del electrolito y búsqueda de nuevos materiales.

- **Electrolito:** sólido cerámico u óxido metálico no poroso (O²⁻)
- **Combustible:** H₂
- **Catalizador:** óxido sólido (electrodos)
- **T de operación:** 800-1000 °C
- **Potencia:** >100 kW
- **Eficiencia eléctrica (%):** 60-65 (pila), 50-60 (sistema)

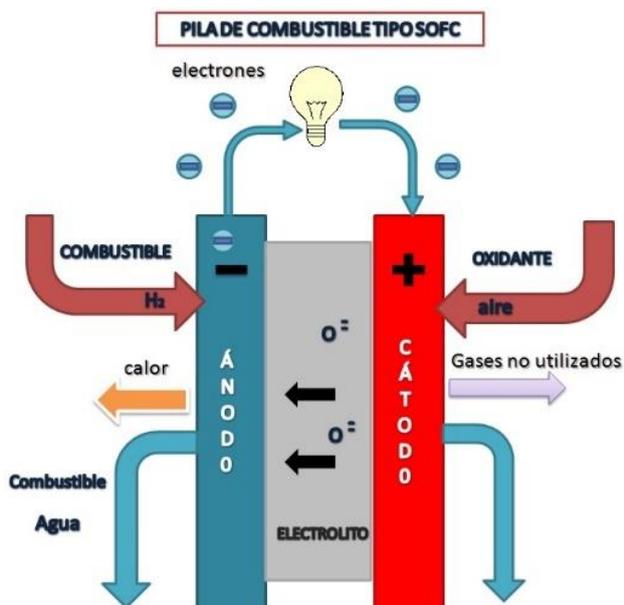


Figura 58: Pila de combustible SOFC. Fuente: [37]



Figura 59: Sistema de potencia Siemens con pila SOFC que produce 200 kW. Fuente: [39]

4.7 Tablas comparativas de las diferentes pilas

PILA	ELECTROLITO	COMBUSTIBLE	CATALIZADOR	TEMPERATURA
PEM	Polímero sólido (H ⁺)	Hidrógeno	Pt	80-95 °C
DMFC	Polímero sólido (H ⁺)	Metanol	Pt	50-120 °C
AFC	Solución de hidróxido de potasio en agua (OH ⁻)	Hidrógeno	Metales no preciosos	105-245 °C
PAFC	Ácido fosfórico líquido (H ⁺)	Hidrógeno	Pt en base C	180-205 °C
MCFC	Carbonatos alcalinos sobre una matriz cerámica (CO ₃ ²⁻)	Hidrocarburos Hidrógeno	Carbonatos fundidos (electrodos)	650 °C
SOFC	Sólido cerámico u óxido metálico no poroso (O ²⁻)	Hidrógeno	Óxido sólido (electrodos)	800-1000 °C

Tabla 8: Características principales de las diferentes pilas de combustible. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [35], [40], [41]

Todas las pilas de combustible anteriormente descritas usan hidrógeno como combustible, excepto las pilas DMFC que usan metanol, y las pilas MCFC, que aparte de H₂ pueden usar hidrocarburos sin necesidad de deshidrogenarlos.

Los catalizadores suelen ser metales basados en Pt (platino) y metales no preciosos, salvo las pilas MCFC y SOFC, que usan carbonatos fundidos y óxido sólido, respectivamente, provenientes de los electrodos.

Mientras que las pilas SOFC tienen los rangos de temperatura de operación más altos (800 - 1000 °C), las pilas PEM y DMFC trabajan en los rangos más bajos (80 - 95 °C y 50 - 120 °C, respectivamente).

PILA	USOS PRINCIPALES	VENTAJAS	INCONVENIENTES
PEM	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Vehículos de transporte ❖ Aplicaciones estacionarias ❖ Telecomunicaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Tª de operación baja ❖ Arranque rápido 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Coste alto del catalizador ❖ Sensibilidad a impurezas del combustible
DMFC	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Teléfonos, móviles, ordenadores portátiles 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Facilidad transporte metanol ❖ Alta densidad de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Baja eficiencia
AFC	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Aplicaciones espaciales ❖ Aplicaciones militares ❖ Vehículos de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Alto rendimiento ❖ Bajo coste de componentes 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Sensible al CO₂ del aire
PAFC	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Aplicaciones estacionarias ❖ Vehículos de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Alta tolerancia a impurezas 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Coste alto del catalizador ❖ Arranque lento ❖ Baja densidad de potencia
MCFC	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Aplicaciones estacionarias ❖ Cogeneración 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Alta eficiencia ❖ Gran variedad de combustibles y catalizadores 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Corrosión por altas Tª ❖ Arranque lento ❖ Baja densidad de potencia
SOFC	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Aplicaciones estacionarias ❖ Cogeneración ❖ Vehículos de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Alta eficiencia ❖ Gran variedad de combustibles y catalizadores 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Corrosión por altas Tª ❖ Arranque lento

Tabla 9: Usos, ventajas e inconvenientes de las diferentes pilas de combustible. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [35], [40], [41]

Al igual que antes, las pilas DMFC son la excepción a las demás en cuanto a sus usos principales. Mientras que el resto se usan en aplicaciones estacionarias y vehículos de transporte principalmente, las pilas DMFC se usan en teléfonos, móviles, ordenadores portátiles, etc.

Las pilas MCFC y SOFC son las que ofrecen una mayor eficiencia, pero también sucumben a corrosión a altas temperaturas.

Las pilas PEM, DMFC y PAFC usan catalizadores de alto coste, que es el platino.

ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

5 ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno y la energía tienen una larga historia compartida: impulsaron los primeros motores de combustión interna hace más de 200 años para convertirse en una parte integral de la industria de refino moderna. Como se comentó al inicio, el H_2 es ligero, almacenable, con gran densidad energética y no produce emisiones directas de contaminantes o gases de efecto invernadero.

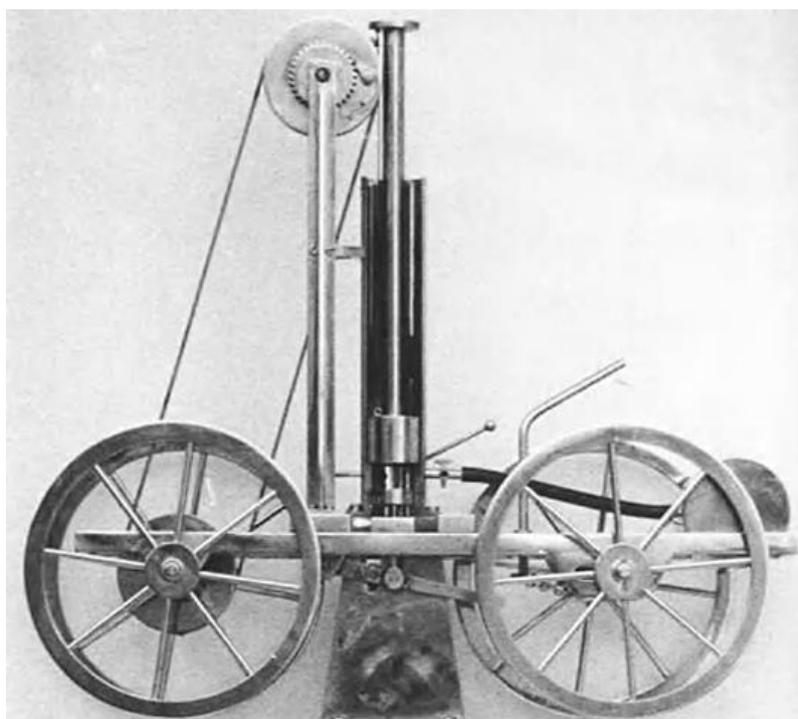


Figura 60: Primer motor de combustión interna propulsado con hidrógeno - Rivaz Engine (François Isaac De Rivaz, 1808). Fuente: [42]

El suministro de hidrógeno a la industria es ahora un negocio importante en todo el mundo. La demanda de hidrógeno, que se ha triplicado desde 1975, sigue aumentando hasta hoy. Según datos proporcionados por la IEA (*International Energy Agency*), el hidrógeno suministrado es obtenido a partir de combustibles fósiles casi en su totalidad, siendo un 6% del gas natural mundial y el 2% del carbón mundial destinados a la producción de este.

Como consecuencia, esta producción a partir de fuentes no renovables es la responsable de emisiones de CO_2 de alrededor de 830 millones de toneladas por año, equivalentes a las emisiones de CO_2 del Reino Unido e Indonesia juntas.

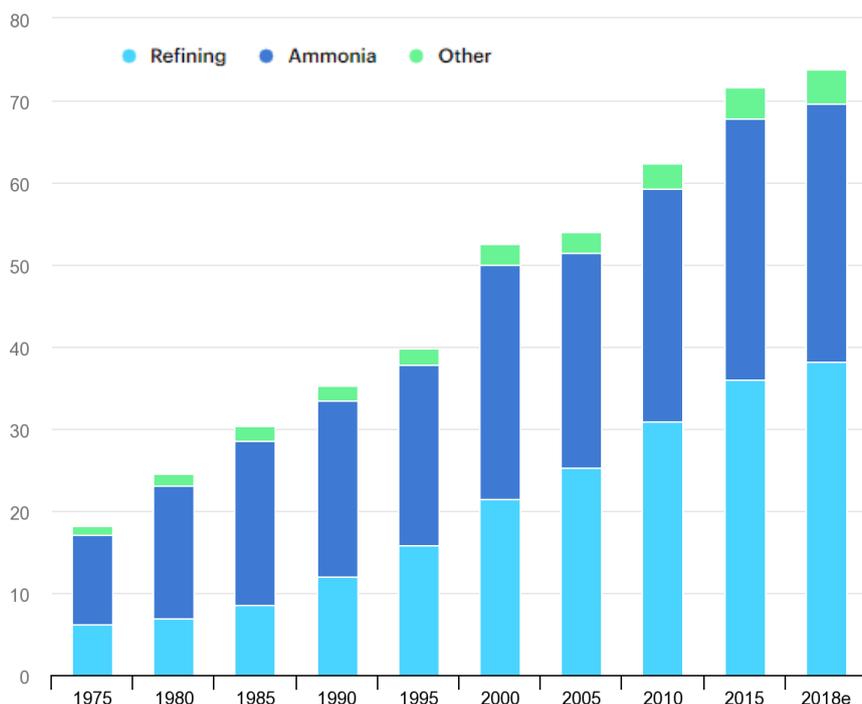


Figura 61: Demanda global de hidrógeno puro (1975-2018). Fuente: [43]

Se aprecia el importante incremento de demanda a lo largo de los años tanto en refinería y amoníaco (la mayor demanda) como en otros productos o sectores.

El número de países con políticas energéticas enfocadas en tecnologías del hidrógeno también está en aumento constante. Actualmente existen alrededor de 50 objetivos e incentivos políticos que apoyan el avance del hidrógeno, centrándose mayoritariamente en el transporte. En estos últimos años, el gasto mundial en investigación y desarrollo de la energía del hidrógeno por parte de los gobiernos ha aumentado, aun siendo inferior al gasto máximo de 2008.

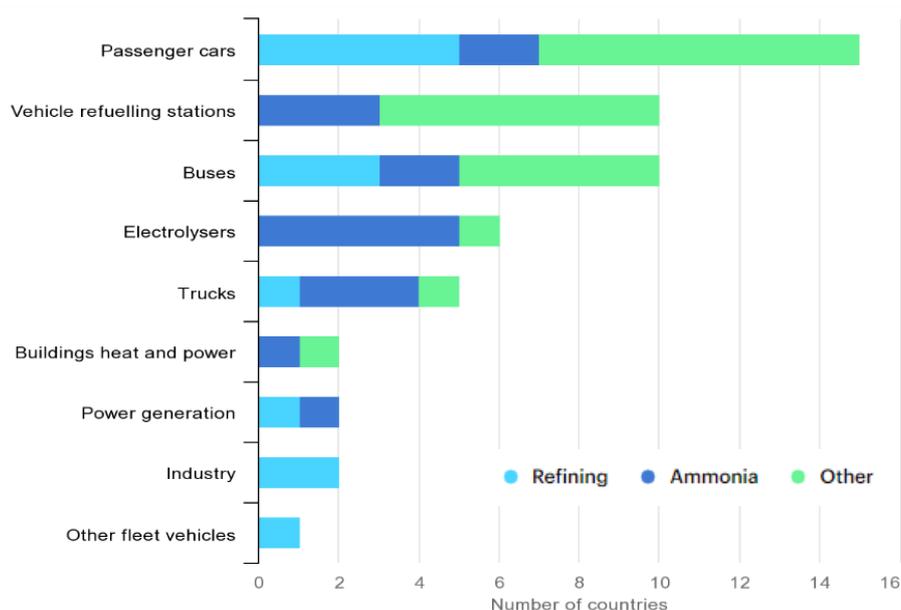


Figura 62: Política de apoyo actual para el despliegue de hidrógeno (2018). Fuente: [43]

5.1 Costes de producción, eficiencias y emisiones

Como se explicó en el punto 2, el hidrógeno no es un combustible que se encuentre libre y que se pueda obtener directamente de la naturaleza, sino que es necesario un proceso de obtención de este vector energético. Cabe destacar que el hidrógeno será tan limpio y cero emisiones como lo sea su proceso de obtención. De nada serviría cambiar, por ejemplo, los motores tradicionales de combustión interna por pilas de combustible de hidrógeno si este ha sido obtenido por procesos igual o más contaminantes que el propio diésel o la gasolina. A continuación, se muestra un esquema con las diferentes rutas de obtención del H₂ clasificado por colores según su nivel de emisión de contaminantes a la atmósfera.



Figura 63: Esquema conceptual de los colores del hidrógeno según sus fuentes, procesos, post-procesos y emisiones. Fuente: [44]

Todos estos colores del hidrógeno tienen asignado una fuente de obtención de hidrógeno, un proceso por el cual se consigue el H₂, un post-proceso en caso de ser necesario y unas emisiones directas e indirectas.

A mayores se analizarán los costes operativos que conlleve cada uno de ellos ajustándolos a la actualidad (subida de precios del gas natural, electricidad y carbón), y las emisiones contaminantes de CO₂ vertidas al ambiente.

5.1.1 Hidrógeno negro/marrón

Se trata del hidrógeno producido a partir de carbón, negro en el caso de ser un bituminoso y marrón si se emplea lignito. Este proceso emite grandes cantidades de CO₂ que suelen ser vertidas al ambiente con el consiguiente daño medioambiental.

La eficiencia del proceso se estima entorno al 55%, resultando necesarios entre 8 - 17kg de carbón para producir 1 kg H₂. Las emisiones directas de CO₂ asociadas son de entre 23 - 30 kg CO₂/kg H₂, además de unas emisiones indirectas asociadas a la extracción y cadena de suministros que se sitúan entre 2,5 - 5,6 kg CO₂/kg H₂.

Según estudios del 2019, el coste se situaba entre 0,85 - 1,85 €/kg H₂, pero la subida del precio del carbón actual lo sitúa, aproximadamente, en un coste de 1,17 - 2,28 €/kg H₂.

5.1.2 Hidrógeno gris

El hidrógeno gris hace referencia al H₂ producido a partir de gas natural o petróleo mediante procesos de reformado de metano con vapor (SMR, POX, ATR). Es el método más extendido. Atendiendo a las reacciones estequiométricas referentes al proceso anterior y este, propuestas en el punto 2 del proyecto, se concluye que para la misma producción de H₂ el hidrógeno gris tiene asociadas menores emisiones de CO₂ que el hidrógeno negro o marrón.

Este proceso presenta una eficiencia aproximada del 76%, siendo necesarios 3,4 kg de metano para producir 1 kg H₂. Las emisiones directas de CO₂ suponen 9,3 kg CO₂/kg H₂, junto a unas emisiones indirectas debidas a fugas de metano que equivalen a 0,8 - 7,9 kg CO₂/kg H₂.

En el 2019 se estimó un coste de 1,19 €/kg H₂, que con la subida del precio del gas suponen 3,99 €/kg H₂.

5.1.3 Hidrógeno amarillo

Es aquel producido mediante electrólisis del agua, empleando directamente electricidad de la red eléctrica. Este hidrógeno será tan limpio como lo sea el mix eléctrico del país en que se produzca. En España este método si ha tenido asociadas emisiones de efecto invernadero, ya que en España tan solo el 46% de electricidad producida en 2021 tuvo un origen renovable.

La eficiencia de este proceso se sitúa entre 70 - 80%, y se espera que en 2030 sea de un 85% aproximadamente. Las emisiones de CO₂ de forma directa son nulas, pero de forma indirecta están entre 4,9 - 5,6 kg CO₂/kg H₂.

Igual que en los anteriores casos, el precio ha variado con respecto al 2019 debido al incremento del precio de la electricidad, suponiendo un aumento desde 5,49 - 6,28 €/kg H₂ hasta 12,71 - 14,52 €/kg H₂.

5.1.4 Hidrógeno azul

El hidrógeno azul discurre por la misma ruta que el hidrógeno gris, con la diferencia de que las emisiones de CO₂ a la atmósfera son captadas por un sistema de captura de carbono basados en zeolitas o aminas con una eficiencia del 90%. Esto quiere decir que es imposible capturar por completo las emisiones.

Dado que se necesita de un extra de energía para este proceso, la eficiencia con respecto al caso del hidrógeno gris cae hasta el 68%. Ahora se necesitan 3,76 kg de metano para obtener 1 kg H₂. Las emisiones directas de CO₂ se reducen a 1,03 kg CO₂/kg H₂. Pero debido al aumento del proceso, las emisiones indirectas por fuga de metano aumentan un equivalente de 1,94 - 8,13 kg CO₂/kg H₂.

Considerando estimaciones del 2019, los costes nivelados serían de 1,77 €/kg H₂. Como en anteriores casos, debido a la subida del precio del gas natural el coste nivelado ascendería hoy a 4,8 €/kg H₂.

5.1.5 Hidrógeno rosa

Se corresponde con el hidrógeno producido mediante electrólisis de agua, empleando como fuente electricidad proveniente de una central nuclear.

En este caso, las emisiones directas de efecto invernadero serían nulas. Pero no así las indirectas. Se estiman entre 0,47 - 0,96 kg CO₂/kg H₂, muy inferiores a las expuestas hasta ahora. Además, hay que tener en cuenta la problemática asociada a la eliminación de los residuos reactivos, que además de ser un reto técnico, en muchos casos está sujeta a controversias y reticencias sociales.

El estudio que se ha tomado como referencia para este análisis estimó en 2019 un coste nivelado de 4,39 - 7,23 €/kg H₂, que no ha variado en demasía en la actualidad.

5.1.6 Hidrógeno verde

Este hidrógeno es la meta que se han marcado todos los países, ya que supone un combustible 100% limpio y respetuoso con el medioambiente. Existe una amplia gama de procesos, siendo el mayoritario el que permite la obtención del hidrógeno mediante electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de fuentes renovables. También es hidrógeno verde aquel obtenido a partir de biomasa gasificada con o sin captura o biogás con SMR, POX o ATR con captura, los cuales tienen emisiones de CO₂ negativas debido al metano que no vierte a la atmósfera.

La eficiencia de esta electrólisis es ligeramente inferior a la anterior expuesta, representando un 65% aproximadamente. Las emisiones directas de CO₂ son nulas. Las fuentes pueden ser energía solar o energía eólica, que tienen asociadas emisiones de contaminantes de efecto invernadero muy pequeñas, pero existentes. Siendo de 0,52 - 1,14 kg CO₂/kg H₂ para la energía eólica, y de 1,32 - 2,50 kg CO₂/kg H₂ para la energía solar. En un futuro se busca que este tipo de emisiones desaparezcan. Por otro lado, la gasificación de biomasa tiene una eficiencia de 70 - 80% con unas emisiones directas nulas y emisiones indirectas medias de 2,59 kg CO₂/kg H₂.

El coste con energía eólica en 2019 era de 4,06 - 8,81 €/kg H₂. Debido a la reducción en costes de instalación en estos últimos años el coste actual supone 3,3 - 3,5 €/kg H₂, mientras que para la energía solar, que no ha tenido demasiadas variaciones en estos cuatro años, se establece en 6,25 - 13,09 €/kg H₂. El coste de la gasificación de biomasa tiene un coste aproximado de 2,11 - 4,28 €/kg H₂.

MÉTODOS	FUENTE	PROCESO	POST-PROCESO	EMISIONES DIRECTAS
M1	GAS NATURAL	REFORMADO (SMR, POX, ATR)	CON CCUS	CO ₂ + CH ₄
M2	GAS NATURAL	REFORMADO (SMR, POX, ATR)	SIN CCUS	CO ₂ + CH ₄
M3	NUCLEAR	ELECTRÓLISIS	N/A	RESIDUOS RADIOACTIVOS
M4	CARBÓN	GASIFICACIÓN	CON CCUS	CO ₂ + CH ₄
M5	CARBÓN	GASIFICACIÓN	SIN CCUS	CO ₂
M6	BIOMASA	GASIFICACIÓN	CON/SIN CCUS	NULAS
M7	RENOVABLE - EÓLICA	ELECTRÓLISIS	N/A	NULAS
M8	RENOVABLE - SOLAR		N/A	NULAS
M9	ELECTRICIDAD	ELECTRÓLISIS	N/A	NULAS

Tabla 10: Fuentes, procesos, post-procesos y emisiones directas de los diferentes métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

En la *tabla 10* se enumeran los métodos previamente expuestos, coloreados en función del color del hidrógeno que les corresponda.

Las emisiones directas son nulas para el “hidrógeno verde” y el “hidrógeno amarillo”, pero no es así para el “hidrógeno azul”, el “hidrógeno marrón/negro” y el “hidrógeno gris”, que emiten CO₂ y CH₄ a la atmósfera, y para el “hidrógeno rosa” que expulsa residuos radioactivos.

MÉTODOS	GWP (kg CO _{2eq} /kg H ₂) DIRECTA	GWP (kg CO _{2eq} /kg H ₂) INDIRECTA	EFICIENCIA (%)
M1	1,03	1,94 - 8,13	68
M2	9,30	0,80 - 7,90	76
M3	0	0,47 - 0,96	90
M4	2,30 - 3	2,50 - 5,60	45
M5	23 - 30	2,50 - 5,60	55
M6	0	0,65	70 - 80
M7	0	0,52 - 1,14	65
M8	0	1,32 - 2,50	65
M9	0	4,90 - 5,60	70 - 80

Tabla 11: Emisiones directas e indirectas GWP (siglas en inglés de potencial de calentamiento global) y eficiencia de los diferentes métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

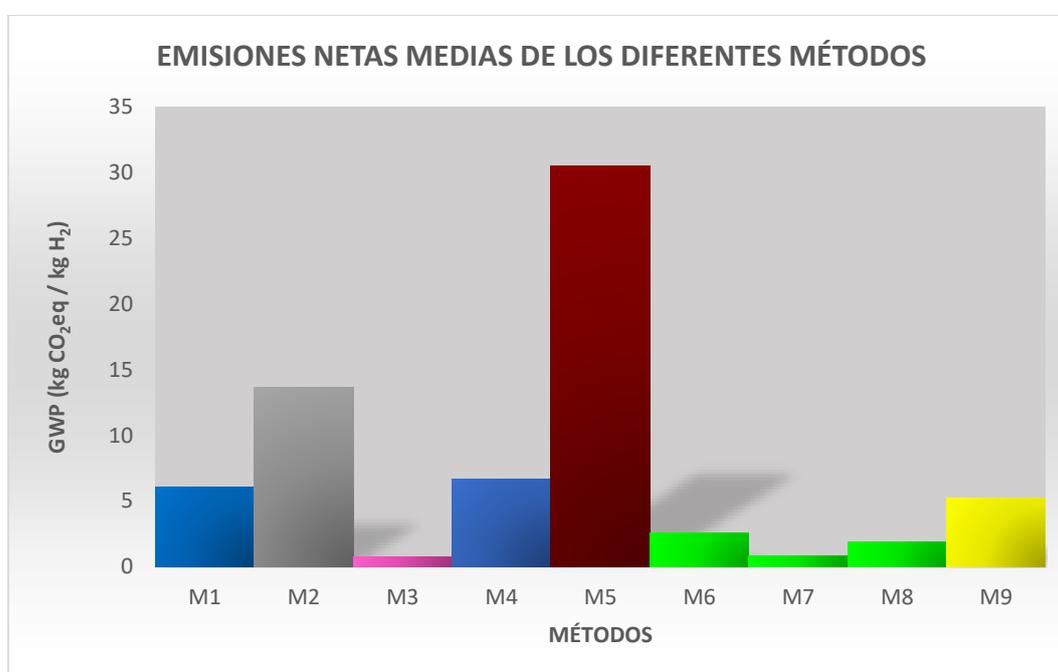


Figura 64: Gráfico de barras de las emisiones netas medias de los diferentes métodos de producción del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

La gráfica de la *figura 64*, basada en los datos de la *tabla 11*, representa la suma de emisiones directas e indirectas de cada método. Se puede observar que el proceso de gasificación de carbón es el más contaminante, mientras que los métodos de “hidrógeno verde” son las tecnologías más limpias, como cabría esperar, junto con el “hidrógeno rosa”.

La electrólisis con energía eólica es el método de “hidrógeno verde” más limpio.

MÉTODOS	COSTE 2019 (€/kg H ₂)	COSTE 2022 (€/kg H ₂)
M1	1,77	4,80
M2	1,19	3,99
M3	4,39 - 7,23	4,39 - 7,23
M4	1,77	4,80
M5	0,85 - 1,65	1,17 - 2,28
M6	3,50	2,11 - 4,28
M7	4,06 - 8,81	3,30 - 3,50
M8	6,25 - 13,09	6,25 - 13,09
M9	5,49 - 6,28	12,71 - 14,52

Tabla 12: Costes de 2019 y 2022 de los diferentes métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

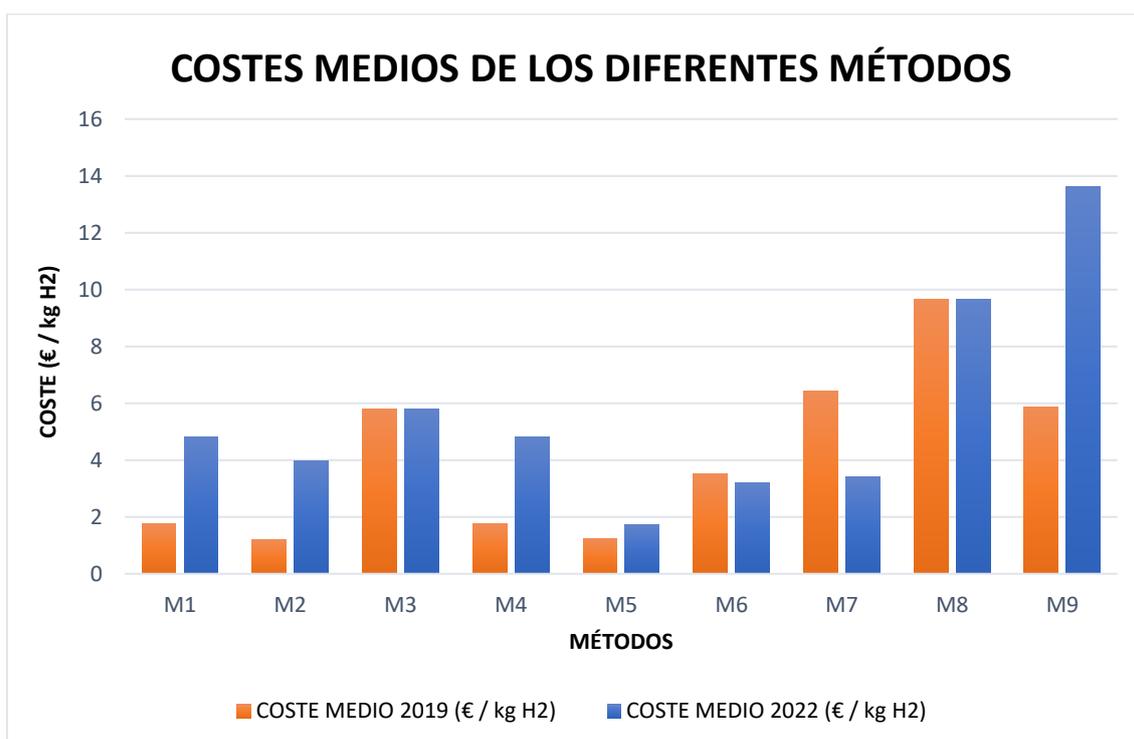


Figura 65: Gráfico de barras de los costes medios operativos de los diferentes métodos de producción del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

A partir de los datos calculados de la *tabla 12*, se ha obtenido la gráfica de costes de la *figura 65*. El precio de los diferentes métodos se ha incrementado en el tiempo, a excepción de la gasificación de la biomasa, y sobre todo la electrólisis con energía eólica. La electrólisis con energía solar ha mantenido su precio bastante estable debido al costo elevado de los materiales.

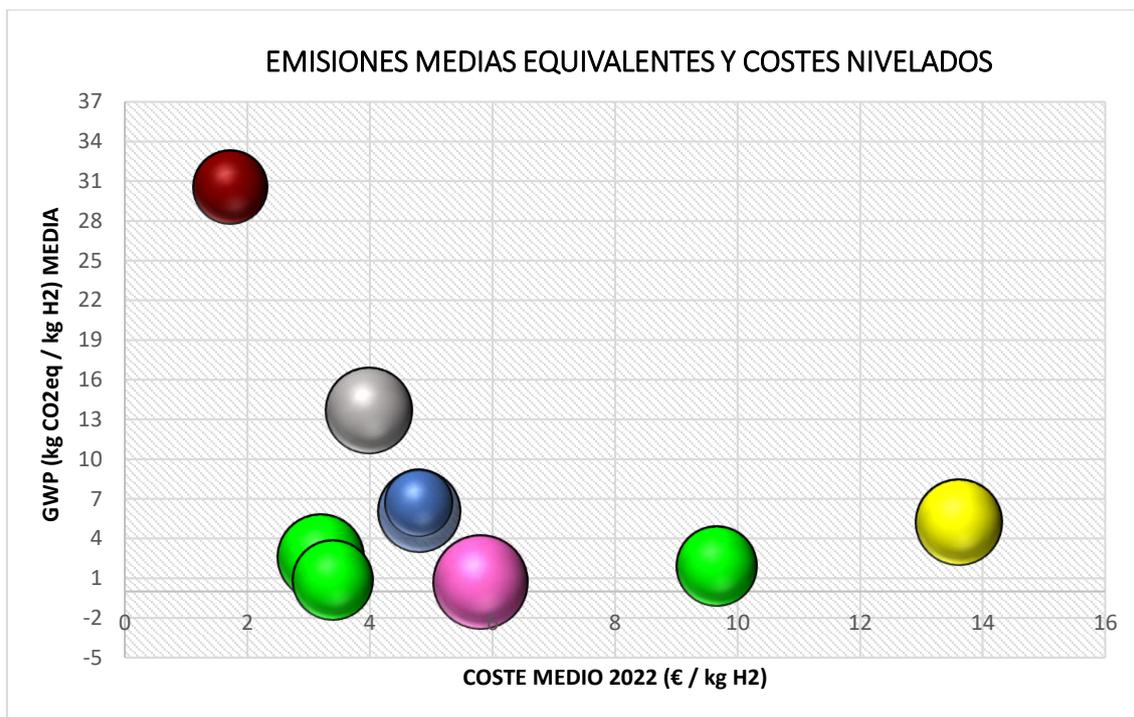


Figura 66: Gráfico de dispersión para los conjuntos de emisiones medias equivalentes, costes nivelados y eficiencias (tamaño burbuja) de los diferentes métodos de producción del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en la *figura 66* se relacionan los costes nivelados del año 2022 frente a las emisiones totales medias y la eficiencia de los diferentes colores del hidrógeno.

La gráfica de dispersión no deja lugar a dudas, y reafirma el estudio previo sobre el “hidrógeno verde”. La electrólisis con energía eólica (burbuja verde con menos emisiones) es el método más económico y a la vez consecuente con el medioambiente de los descritos. La gasificación de biomasa está en números parecidos, y la electrólisis con energía solar debe abaratar los costes de materiales si quiere competir con las otras dos.

Como alternativa atractiva se encuentra la electrólisis con energía nuclear (“hidrógeno rosa”), una tecnología con emisiones neutras y un precio moderado.

5.2 MERCADO AUTOMOVILÍSTICO

Ya son varias marcas que han sacado adelante sus prototipos de vehículo impulsado por pila de combustible: **Hyundai NEXO** y **Toyota Mirai**, que han sido los pioneros en comercialización en nuestro mercado, y **Honda Clarity Fuel Cell**, que inició su comercialización en diversos mercados en el 2016 pero no ha tenido el éxito esperado debido a la escasez de infraestructuras de recarga en aquellos años. Otros como **BMW i Hydrogen NEXT**, **Hopium Machina** y **Jaguar Land Rover Defender de H₂** están bien en desarrollo o en proceso de comercialización.



Figura 67: Hyundai NEXO. Fuente: [46]



Figura 68: Toyota Mirai. Fuente: [46]



Figura 69: Honda Clarity Fuel Cell. Fuente: [46]

5.2.1 Hidrogeneras en España

Las hidrogeneras son estaciones de abastecimiento para este tipo de vehículos, y juegan un papel fundamental en el avance, desarrollo y comercialización del hidrógeno como combustible. Actualmente en España contamos con 11 hidrogeneras privadas y 1 pública, recientemente inaugurada en la Avenida de Manoteras 34, Madrid.

Esta hidrogenera pública es un proyecto en conjunto de Toyota España, Enagás, Urbaser, Carbueros Metálicos, Sumitomo Corporation España y la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio. Se suministra hidrógeno verde, con una capacidad de suministro de 10 kg de hidrógeno por día, con una pureza superior al 99,98% y una presión de repostado de 700 bar en un tiempo estimado de menos de 5 minutos.

MAPA 2022

Abiertas: 1 pública y 10 privadas

En obra: 7 públicas y 5 privadas



Acceso privado - obras



Acceso público - obras

Figura 70: Mapa de las hidrogeneras abiertas y en construcción en España y Portugal en 2022. Fuente: [49]

El objetivo de España es contar con una red superior a 100 hidrogeneras para el 2030.

5.2.2 Precio actual del H₂ en las hidrogeneras españolas

Actualmente el precio de la electricidad está desorbitado, lo que impide obtener un hidrógeno barato. La solución, como se ha comentado anteriormente, es usar como fuente las energías renovables, donde los países con mayor potencial para la generación de energía eólica y solar podrían reducir muchísimo sus costes energéticos. En este escenario, España es el país candidato a ser el epicentro de producción y distribución de hidrógeno en Europa.

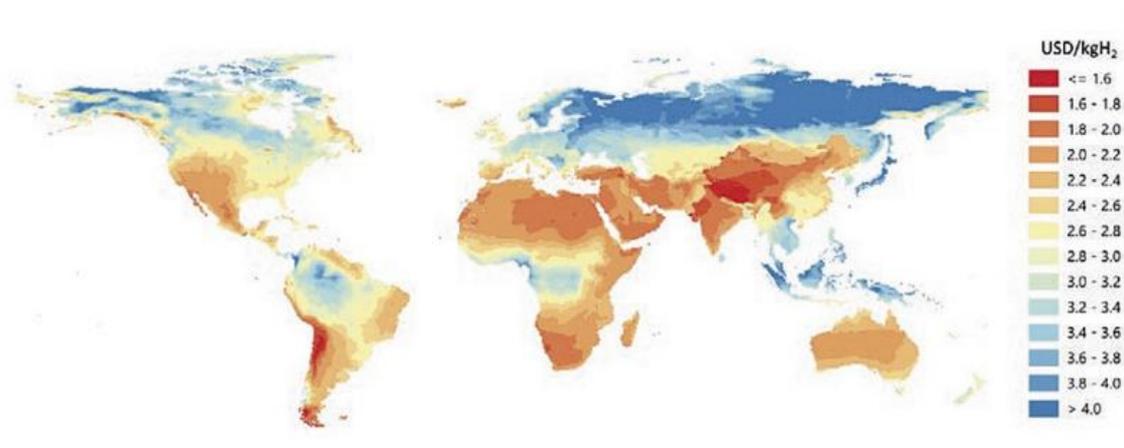
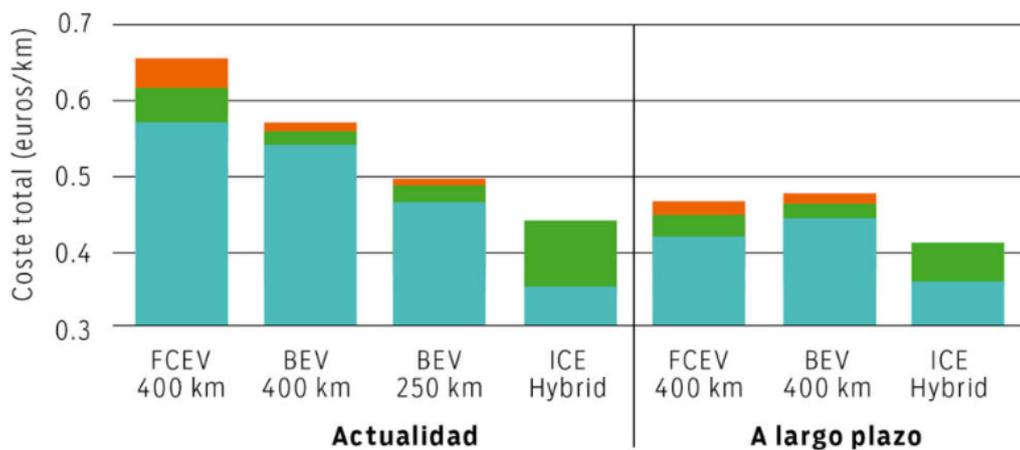


Figura 71: Mapa de producción de hidrógeno limpio y barato. Fuente: [50]

La AIE (Agencia Internacional de la Energía) estima que en un futuro próximo el coste de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables estaría en 2,5 €/kg H₂, muy cercano ya a los costes operativos estimados en el anterior punto para la energía eólica. Actualmente se encuentra, teniendo en cuenta también la energía solar, en una media de 6,535 €/kg H₂, a lo que habría que sumar costes en concepto de distribución, suministro, tecnología, etc.

En la actualidad, **el precio final del hidrógeno en las hidrogeneras españolas está entre 8 – 10 €/kg H₂**. Si se quiere reducir a la mitad este precio se tiene que trabajar mucho en el uso de energías solar y eólica como fuentes.

Coste de propiedad por combustible y autonomía



Suplemento por incertidumbre en coste de la energía y baja utilización de la infraestructura.



Coste del hidrógeno/ electricidad.



Coste de la batería o pila de combustible + depósitos de H2.

FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle o coche eléctrico de pila de combustible.

BEV: Battery Electric Vehicle o coche eléctrico alimentado por baterías.

ICE Hybrid: Internal Combustion Engine Hybrid o coche propulsado por un motor de combustión interna con tecnología híbrida.

Figura 72: Coste de propiedad por combustible y autonomía según la AIE. Fuente: [50]

La gráfica anterior, proporcionada por la AIE (Agencia Internacional de la Energía), viene a poner de manifiesto que, en la actualidad, el vehículo de pila de combustible de hidrógeno es más caro que cualquier otra clase de vehículo. Pero según unas estimaciones de 45 €/kW para las pilas de combustible y 100 €/kW para las baterías, bastante ajustadas y realistas, la “lucha” por ser el líder del mercado entre vehículo eléctrico y vehículo de pila de combustible va a estar servida.

Las diferencias las van a marcar la incertidumbre del coste del hidrógeno, la amortización de la red de suministro y la producción de electricidad.

5.2.3 Comparativa del Hyundai NEXO con su homólogo diésel

El Hyundai Nexo no es un vehículo que se haya concretado de la noche a la mañana. Es la línea de meta de un recorrido lleno de prototipos y proyectos: La compañía comenzó con I+D para la tecnología de pila de combustible allá por el 1998. Los proyectos del **Santa Fe FCEV**, el **Tucson FCEV** y el **autobús FCEV** entre 2002 y 2009. En 2013 consiguieron el primer FCEV producido en masa, un **100kw ix30 FCEV** con una autonomía de 594 km. El concepto de coche de **Hyundai Intrado** fue presentado en el Salón del Automóvil de Ginebra de 2014, con una estructura de fibra de carbono, una batería de Li-ion de 36 kW y una autonomía de 600 km. El último concepto fue el **Hyundai FE El** en 2017. Y finalmente, en 2018, el lanzamiento del FCEV de 2ª generación: **Hyundai NEXO**.



Figura 73: Hyundai NEXO. Fuente: [52]

Este vehículo de cero emisiones contaminantes es un SUV con un motor de pila de combustible de hidrógeno FCEV con 120 kW (163 cv) de potencia máxima. Dispone del mayor rendimiento a nivel mundial de pila de combustible, con un tiempo de llenado del depósito de 5 minutos y una autonomía de 666 km (WLTP – *World Harmonized Light-duty Vehicle Test Procedure*). Una buena relación peso/potencia y una aceleración más rápida (9,5 s de 0 – 100 km/h). Un dato importante es que este vehículo ha sido testado para arrancar a temperaturas de hasta -30 °C. Su principal problema es el precio, que empieza en 73.450,00 €.

VEHÍCULO	DIMENSIONES (mm)	TIPO DE TRACCIÓN	TIPO DE CAMBIO	PESO (kg)
Hyundai NEXO	4.670 x 1.860 x 1640	Delantera	Automático (1 velocidad)	1.889
Audi Q5 Advanced 35 TDI	4.682 x 1.893 x 1.662	Delantera	Automático (7 velocidades)	1.815

Tabla 13.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Hyundai NEXO y Audi Q5 Advanced 35 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [52], [53] y [54]

VEHÍCULO	POTENCIA MÁXIMA (kW)	PAR MÁX (NM)	VELOCIDAD MÁX. (km/h)	ACELERACIÓN 0 – 100 km/h (s)	EMISIONES CO ₂ ¹ (g/km)
Hyundai NEXO	120	395	179	9,5	0
Audi Q5 Advanced 35 TDI	120	370	213	9	147 - 161

Tabla 13.2: Tabla 13.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Hyundai NEXO y Audi Q5 Advanced 35 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [52], [53] y [54]

VEHÍCULO	COMBUSTIBLE	CAPACIDAD DEL DEPÓSITO (l)	CONSUMO MIXTO (l/100 km)	AUTONOMÍA (km)	PRECIO DEPÓSITO (€)	PRECIO VEHÍCULO (€)
Hyundai NEXO	Hidrógeno	156,6 (6,7 kg H ₂)	23,5 (1,0 kg/100 km)	666	60,30	73.450,00
Audi Q5 Advanced 35 TDI	Diésel	70	5,6 – 6,1	1000	118,93	54.260,00

Tabla 13.3: Tabla 13.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Hyundai NEXO y Audi Q5 Advanced 35 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [52], [53] y [54]

A priori la comparativa parece muy distante entre ambos SUV, pues la diferencia de precios de venta entre uno y otro dista casi 20 k€.

En cuanto a motorización son muy similares, con potencias y pares motor semejantes.

Las diferencias entre ambos se aprecian en la capacidad del tanque de combustible, donde el vehículo diésel cuenta con una tercera parte más de capacidad volumétrica. Llenar el depósito del Audi Q5 nos cuesta en torno a 120 € y permite recorrer alrededor de 1000 km, mientras que hacerlo en el Hyundai NEXO cuesta la mitad, unos 60 €, para poder recorrer 666 km. Para realizar esos 1000 km de autonomía del Audi Q5, el Hyundai NEXO necesitaría otro tercio de depósito complementario, lo que elevaría el precio total a una cifra cercana a los 90 €, siendo así más rentable.

5.2.4 Comparativa del Toyota Mirai con su homólogo diésel

Este Toyota Mirai (2021) es la segunda generación del modelo, siendo lanzada la primera en el 2015. Este fue el primer vehículo híbrido eléctrico de pila de combustible de hidrógeno producido en serie en el mundo. Pero la historia de esta marca con el hidrógeno no se remonta hasta ahí, sino que llevan desde el 1996 innovando, desarrollando e implementando pilas de combustible de hidrógeno en conceptos y prototipos. Desde esa fecha hasta el 2009 fueron integrando esta tecnología en diferentes modelos de la firma hasta que en 2011 consiguieron el precursor del Mirai, el **FCV-R Fuel**. Ya en el 2015 vio la luz el primer **Toyota Mirai con una revolucionaria pila de titanio**, desarrollando una potencia de 3,1 kW/l. Sería en el Salón de Tokio de 2019 donde se presentaría las dos últimas versiones de este modelo: **Toyota Mirai Vision** y **Toyota Mirai Luxury**.



Figura 74: Toyota Mirai Vision. Fuente: [56]

El Toyota Mirai es una berlina de cero emisiones contaminantes que cuenta con un motor de pila de combustible de hidrógeno 180FCV con 128 kW (182 cv) de potencia máxima. Cuenta con tres depósitos de combustible con una capacidad combinada de 5,6 kg, y una autonomía de unos 650 km aproximadamente. Es más potente que el Hyundai, alcanzando los 100 km/h en 9 segundos. Como el anterior, su principal problema es el precio, que empieza en 68.900,08 €.

VEHÍCULO	DIMENSIONES (mm)	TIPO DE TRACCIÓN	TIPO DE CAMBIO	PESO (kg)
Toyota Mirai Vision	4.975 x 1.885 x 1470	Trasera	Automático (1 velocidad)	1.975
Audi A6 Basic 40 TDI	4.939 x 1.886 x 1.457	Delantera	Automático (7 velocidades)	1.715

Tabla 14.1: Comparativa de datos técnicos y precios entre Toyota Mirai Vision y Audi A6 Basic 40 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [56] y [57]

VEHÍCULO	POTENCIA MÁXIMA (kW)	PAR MÁX (NM)	VELOCIDAD MÁX. (km/h)	ACELERACIÓN 0 – 100 km/h (s)	EMISIONES CO ₂ ¹ (g/km)
Toyota Mirai Vision	128	300	175	9	0
Audi A6 Basic 40 TDI	150	400	246	7,9	141 - 158

Tabla 14.2: Comparativa de datos técnicos y precios entre Toyota Mirai Vision y Audi A6 Basic 40 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [56] y [57]

VEHÍCULO	COMBUSTIBLE	CAPACIDAD DEL DEPÓSITO (l)	CONSUMO MIXTO (l/100 km)	AUTONOMÍA (km)	PRECIO DEPÓSITO (€)	PRECIO VEHÍCULO (€)
Toyota Mirai Vision	Hidrógeno	142 (5,6 kg H ₂)	21,8 (0,8 kg/100 km)	650	50,40	68.900,08
Audi A6 Basic 40 TDI	Diésel	63	5,4 – 6,0	1000	107,04	57.650,00

Tabla 14.3: Comparativa de datos técnicos y precios entre Toyota Mirai Vision y Audi A6 Basic 40 TDI. Fuente: Elaboración propia basada en fuentes [56] y [57]

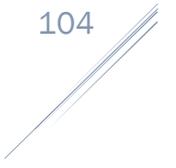
A diferencia de la anterior comparativa, el precio de estos dos vehículos no dista tanto, siendo el Toyota Mirai Vision aproximadamente 11 k€ más caro.

En este caso la motorización es algo menos equitativa, pero el equipamiento y prestaciones son similares, ya que contamos con dos berlinas de alta gama.

Al igual que antes, la diferencia a favor del vehículo de pila de hidrógeno se va a notar en el consumo del coche y el coste de repostaje. Para 1000 km de autonomía, llenar el tanque de combustible del Audi A6 costaría 110 € aproximadamente, mientras que para el Toyota Mirai costaría unos 75 € recorrer esos 1000 km. En otras palabras, con el Toyota se podrían hacer entre 300 - 400 km más que el Audi por el mismo precio.

Hay que tener en cuenta que las unidades vendidas tanto del Hyundai NEXO como del Toyota Mirai son pocas, es decir, tienen margen de reducción del precio de venta del vehículo a medida que se vendan más unidades. Además, el número de hidrogenadoras hábiles actuales son muy pocas, y la tecnología de electrólisis tiene margen de desarrollo y mejora tanto en eficiencia como en coste de producción, materiales y transporte.

Actualmente, los vehículos de pila de combustible pueden competir con sus homólogos diésel, como se ha visto. Es solo cuestión de tiempo que los precios se reduzcan, se estabilicen y se cree un mercado más global y económico en torno al hidrógeno.



CONCLUSIONES

6 CONCLUSIONES

El hidrógeno puede ser una solución para la descarbonización y el autoabastecimiento energético sostenible de la sociedad. El hidrógeno renovable contribuirá a la neutralidad climática en 2050, dentro de una economía verde e innovadora en España y en la UE. En este trabajo se ha realizado una revisión del hidrógeno como vector energético, presentando una panorámica de las tecnologías de producción, transporte, almacenamiento y uso. A partir del estudio realizado se pueden obtener las siguientes conclusiones sobre la tecnología del hidrógeno y su economía a nivel nacional.

- Se ha realizado una revisión de los métodos de obtención del hidrógeno a partir de fuentes renovables y no renovables, aunque el objetivo es que todo el hidrógeno sea verde, es necesaria una transición desde los actuales métodos de obtención no renovables a las nuevas tecnologías de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, entre las más prometedoras están la energía solar y la energía eólica a través del proceso de la electrólisis del agua. El mundo se encomienda en una tarea ardua y difícil, que es la utilización de combustibles de cero emisiones contaminantes para el medioambiente.

El hidrógeno obtenido de fuentes no renovables proviene de combustibles fósiles como el gas natural y carbón, o de energía nuclear. Sin duda, la energía nuclear es una muy buena opción debido a que tiene procesos y estructuras ya desarrolladas y útiles para la producción de hidrógeno, tiene emisiones contaminantes de efecto invernadero nulas y es una energía muy barata de producir. Los tres inconvenientes que presenta son que actualmente España cuenta con solo cinco centrales nucleares operativas, los costes de construcción de nuevas plantas son muy altos, y la generación de residuos. Con los combustibles fósiles no se contribuye a la descarbonización del sistema energético.

Para la producción de hidrógeno renovable la opción más viable es la electrólisis del agua a partir de energías renovables como la solar y la eólica, unas energías que en nuestro país son de fácil producción, cuentan con multitud de infraestructuras, y que ya ha sufrido una reducción del coste de producción bastante alta. Tiene la eficiencia más alta (70%) y es una tecnología 100% limpia en el proceso de obtención del hidrógeno con cero emisiones de CO₂. Para una transición es posible utilizar electricidad directamente de la red eléctrica, pero presenta tres inconvenientes: el elevado coste de la electricidad en España actualmente, el alto precio de la propia

tecnología, y las emisiones contaminantes del mix eléctrico (combinación de las diferentes fuentes de energía que cubren el suministro eléctrico).

Otra alternativa para la producción de hidrógeno renovable sería la **gasificación de la biomasa con CCUS**, reutilizando los residuos derivados de la basura (RDF), residuos urbanos e industriales (RSU), lodos, residuos agrícolas, plásticos para obtener hidrógeno de una forma limpia y con emisiones neutras. Presenta un balance cero en emisiones de CO₂, elimina residuos y es barata. El problema es que es una técnica inmadura, comercialmente hablando, y que debido a las modificaciones del reactor en estos momentos el coste sería elevado.

- Se han estudiado los diferentes métodos de almacenamiento y transporte del hidrógeno. Si bien el transporte en **estado líquido** y **gaseoso** del hidrógeno son los métodos más demandados y desarrollados hasta la fecha, las nuevas tecnologías de **absorción del H₂** en sólidos son muy prometedoras para el almacenamiento.

Los principales problemas que presentan los **almacenamientos de hidrógeno a compresión** son que este es un gas con una densidad volumétrica muy baja con una alta difusividad. Para evitar las fugas se refuerzan los tanques con capas de acero, fibra de carbono y fibra de vidrio que aumentan los costes.

El hidrógeno licuado presenta el problema del proceso de licuefacción, una tecnología muy cara, que consume gran cantidad de energía y con una eficiencia baja.

La transformación del H₂ en amoníaco, en portadores orgánicos líquidos (LOHC) y en hidruros presentan una nueva visión del transporte del hidrógeno, no hay problemas de escapes, ni altos consumos de energía. Pero en el caso del proceso con amoníaco y LOHC la eficiencia es muy baja, y la tecnología de absorción con hidruros es muy cara actualmente, y en su gran mayoría aún en fase de desarrollo.

- La producción de energía eléctrica a partir de hidrógeno se realiza, de la forma eficiente, mediante pilas de combustible. Se puede concluir que las **pilas de combustible alcalinas (AFC)** son las más desarrolladas, más eficientes, con mejor rendimiento y con componentes más baratos. Su uso va desde vehículos de transporte, hasta usos militares y espaciales, presentan un alto nivel de fiabilidad. Son también de gran interés las **pilas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM)**, aunque actualmente tienen menos eficiencia y costes más elevados.

- Se ha realizado un estudio de los **costes actuales de la obtención del hidrógeno y su precio en la hidrogenera**. También Así, se ha hecho una comparativa entre 2 vehículos de pila de combustible que actualmente están comercializados en España con sus homólogos diésel.

Queda patente que la subida del coste de la electricidad en España y el corte de suministro de gas natural por parte de Rusia han encarecido notablemente todos los procesos de producción de hidrógeno excepto el denominado **hidrógeno verde**. Es verdad que actualmente los costes referidos a energía solar no han disminuido en exceso, pero tampoco han aumentado como sí hemos visto en los restantes procesos. Eso, sumado a la gran disminución del coste de la energía eólica, los avances tecnológicos en fotovoltaicas, el objetivo de emisiones cero y la actualidad socio-económica de Europa refuerzan la idea de producción de hidrógeno verde a gran escala, como estamos viendo con la propuesta del **corredor de hidrógeno H2Med por parte de España, Francia y Portugal**.

El hidrógeno producido **en las hidrogeneras españolas tiene un coste de (8 – 10 €/kg)**. Comparando diferentes datos técnicos, consumos, costes y precios entre vehículos de pila de combustible de H₂ (FCEV) frente a vehículos diésel se puede concluir que, en la actualidad, los precios de los vehículos FCEV son más altos que sus homólogos diésel (entre 10.000 – 20.000 €), pero en cuanto a coste del combustible y autonomía, las diferencias ya no son tan grandes, incluso los números son más positivos en los FCEV.

La tecnología del hidrógeno tiene un gran potencial y desarrollo para la próxima década. Puede resolver el problema de dependencia energética de Europa y tiene emisiones cero de CO₂. Tiene mucho margen de mejora en cuanto a costes de producción, costes de proceso, costes de instalación y desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento, transporte y uso.

BIBLIOGRAFÍA

7 BIBLIOGRAFÍA

[1] “Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética” [Online]. Disponible: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8447>

[2] “Hyundai: Hydrogen Energy” [Online]. Disponible: <https://tech.hyundaimotorgroup.com/fuel-cell/hydrogen-energy/>

[3] “Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. Marco estratégico de energía y clima del Gobierno de España” [Online]. Disponible: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/default.aspx>

[4] “Fuentes para la obtención del hidrógeno” [Online]. Disponible: <https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/blank-cjg9>

[5] “Reformado de hidrocarburos a partir de gas natural” [Online]. Disponible: https://hmong.es/wiki/Steam_reforming

[6] “Low carbon hydrogen production, purification and recovery” [Online]. Disponible: <https://www.engineering-airliquide.com/es/produccion-hidrogeno-por-reformado-metano-con-vapor>

[7] Pérez Moreno, Lorena (2018). Producción de hidrógeno mediante reacciones de reformado en reactor de lecho fluidizado de dos zonas [Tesis de doctorado, Universidad de Zaragoza].

[8] Doria, Serena (2022). “Oxidación parcial del metano (POX)” Blog de Wika [Online]. Disponible: https://www.bloginstrumentacion.com/aplicaciones/las-reacciones-de-oxidacion-parcial-pox-representan-un-reto-para-el-termopar-y-otros-instrumentos-de-medicin/?doing_wp_cron=1668544842.2177450656890869140625

[9] “Reformado autotérmico (ATR)” [Online]. Disponible: <https://prod-sener-energia.geanetondemand.com/es/proyecto/generacion-de-hidrogeno-mediante-reformado-autotermico-a-alta-presion-de-etanol->

[10] Dufour, Javier (2010). “Producción de hidrógeno mediante energía nuclear”. Blogs madri+d [Online]. Disponible: <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2010/11/15/131033>

[11] Nicolás Martín Sánchez (2014). Obtención de hidrógeno mediante gasificación de sólidos carbonosos con vapor y agua supercrítica [Tesis de doctorado, Universidad de Salamanca].

[12] “El hidrógeno: metodologías de producción. Biomasa celulósica” [Online]. Disponible: https://fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion

[13] Guzmán, Brenda - Spinsanti, Celina (2018). Producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica [Tesis de grado, Universidad Tecnológica Nacional]. https://repositoriosdigitales.mincyt.gob.ar/vufind/Record/RIAUTN_c66275153ec9c8439efedcf453844842

[14] “Qué es la electrólisis y para qué se utiliza” [Online]. Disponible: <https://www.motor.es/que-es/electrolisis>

[15] Buckley, Craig (2013). Hydrogen Research at Curtin University. Department of Physics and Astronomy, Faculty of Science and Engineering, Curtin University, WA, Australia. https://lngfutures.edu.au/wp-content/uploads/2018/12/10-Buckley-Talk-for-UWA-Hydrogen-Workshop-Nov_29_2018-V1.pdf

[16] “¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?” [Online]. Disponible: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

[17] Shiva Kumar, V. Himabindu (2019). “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review”. KeAi Chinese Roots Global Impact, Materials Science for Energy Technologies. Volume 2, Issue 3, Pages 442-454 [Online]. Disponible: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2589299119300035?token=6D7C8F83A1B4D55F5DBFFD17AB96F1E64FBDA8C1589C8217B763B043ED9F3CC7C614D3AE7CEBF92EA07D7455CE06052F&originRegion=eu-west-1&originCreation=20221212114103>

[18] “Obtienen hidrógeno combustible a partir del agua de mar” [Online]. Disponible: https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/obtienen-hidrogeno-combustible-a-partir-agua-mar_14046

[19] “Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques” [Online]. Disponible: <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>

[20] “Presentada la candidatura del H2Med a Proyecto de Interés Común de la Unión Europea” [Online]. Disponible: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/presentada-la-candidatura-del-h2med-a-proyecto-de-inter%C3%A9s-com%C3%BAn-de-la-uni%C3%B3n-europea/tcm:30-549421>

[21] “El corredor H2Med tendrá dos recorridos y costará en torno a 2.500 millones” [Online]. Disponible: <https://efe.com/portada-espana/corredor-h2med/#:~:text=El%20corredor%20submarino%20de%20energ%C3%ADa%20verde%20H2MED%2C%20que,que%20podr%C3%ADa%20rondar%20los%202.500%20millones%20de%20euros.>

[22] Zhang, Dongke (2003). Renewable H₂ and H₂ Carriers as Clean Transport Fuels. Centre for Energy, The University of Western Australia. <https://lngfutures.edu.au/wp-content/uploads/2018/12/7-Renewable-H2-and-H2-Carriers-as-Clean-Transport-Fuels-Professor-Dongke-Zhang.pdf>

[23] Munro, Stephanie – Al Ghafri, Saif (2019). Hydrogen Liquefaction and Storage Symposium. UWA, Perth Australia. <https://www.lngfutures.edu.au/wp-content/uploads/2019/10/Munro-S.-Al-Ghafri-S.-Liquid-Hydrogen-in-Australia-requirements-of-further-technical-research.pdf>

[24] Leachman, Jacob – Ph.D. (2019). Understanding the Thermophysical Properties of Cryogenic Hydrogen. Hydrogen Liquefaction and Storage Symposium University of Western Australia. Washington State University. [Leachman-J.-Understanding-the-Thermophysical-Properties-of-Cryogenic-Hydrogen.pdf](https://www.lngfutures.edu.au/wp-content/uploads/2019/10/Leachman-J.-Understanding-the-Thermophysical-Properties-of-Cryogenic-Hydrogen.pdf)

[25] Conde Hernández, Estefanía – Reyes Hernández, Eduardo (2018). Producción y Almacenaje de Hidrógeno. http://ingenieros.es/files/proyectos/Produccion_y_almacenaje_hidrogeno.pdf

[26] Armiño, Brais (2022) “Métodos de almacenamiento y transporte del hidrógeno. Amoniac y portadores orgánicos” SynerHy, artículo técnico [Online]. Disponible: <https://synerhy.com/2022/05/metodos-de-almacenamiento-y-transporte-de-hidrogeno/>

[27] “Kawasaki Hydrogen Road” [Online]. Disponible: <https://global.kawasaki.com/en/hydrogen/>

[28] “Almacenamiento de hidrógeno: Amoniac” [Online]. Disponible: <https://kriplit.com/almacenamiento-de-hidrogeno/>

[29] “Horizonte Europa. Amoniac a hidrógeno verde: sistema eficiente de craqueo de amoniac para su aplicación en transportes a larga distancia” [Online]. Disponible: <https://www.cde.ual.es/horizonte-europa-amoniaco-a-hidrogeno-verde-sistema-eficiente-de-craqueo-de-amoniaco-para-su-aplicacion-en-transportes-de-larga-distancia/>

[30] Azkarate, I. – Ezponda, E. – Agote, I. (2007). Hidrógeno y Pilas de Combustible: Estado Actual y Perspectiva Inmediata. INASMET-Tecnalia, Universidad Pontificia de Comillas. <https://docplayer.es/29868701-I-azkarate-e-ezponda-i-agote-inasmet-tecnalia-universidad-pontificia-de-comillas-madrid-24-y-25-mayo-2007.html>

[31] Zuettel, A. – Schlapbach, L. (2001). Hydrogen-Storage of Materials for Mobile Applications. Nature, London, United Kingdom (414, 353-358). https://www.researchgate.net/publication/11640855_Zuettel_A_Hydrogen-storage_materials_for_mobile_applications_Nature_London_United_Kingdom_414_353-358

[32] “Hydrogen Energy and Fuel Cells: A Vision of our Future. Directorate-General for Research, Energy and Transport of European Commission (2003). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities” [Online]. Disponible: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f2aaa5f2-5b39-4519-bbea-a014ab6f1811>

[33] Abraham, Spencer. Secretary of Energy (2002). National Hydrogen Energy Roadmap. Washington, DC. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national_h2_roadmap.pdf

[34] IAEA (1999). Hydrogen as an Energy Carrier and its Production by Nuclear Power. Power Technology Development Section International Atomic Energy Agency Wagramer Strasse 5, P.O. Box 100, A-1400 Vienna, Austria. https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/te_1085_prn.pdf

[35] “Hidrógeno, pilas de combustible y tipos” [Online]. Disponible: https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/hidrogeno-pilas-de-combustible?sm_au=iVV36N5gzj6gMWWqB4C8NKHvQ2WLF

[36] “How are Hydrogen Fuel Cells made?” [Online]. Disponible: <https://www.azocleantech.com/article.aspx?ArticleID=471>

[37] “Tipos de pila de combustible” [Online]. Disponible: https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_de_combustible

[38] “Introducción a las pilas de combustible de hidrógeno” [Online]. Disponible: <https://rosetta-technology.com/es/aula-tecnica/notas-tecnicas/pila-combustible-hidrogeno-como-funcionan>

[39] “Asociación Española de Pilas de Combustible (APPICE): Pilas de Combustible” [Online]. Disponible: <https://appice.es/pilas-de-combustible/>

[40] “Energías Renovables: tipos de pilas de combustible” [Online]. Disponible: <https://www.energiasrenovablesinfo.com/hidrogeno/pilas-combustibles-tipos/>

[41] “Centro Nacional del Hidrógeno: pilas de combustible” [Online]. Disponible: <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>

[42] “The history of automobile” [Online]. Disponible: <https://www.timetoast.com/timelines/the-history-of-the-automobile-86530f1c-bc2d-4387-95fa-94ae338bad98>

[43] “The Future of Hydrogen : Seizing Today’s Opportunities” [Online]. Disponible: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

[44] “Tecnología Para La Producción de Hidrógeno: Los Colores del Hidrógeno” [Online]. Disponible: <https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/>

[45] Acar, Canan – Dincer, Ibrahim (2018). Hydrogen Production. Bahcesehir University, Istanbul, Turkey. University of Ontario Institute of Technology, Oshawa, ON, Canada. Elsevier, Comprehensive Energy Systems, Volume 3.

[46] De Aragón, Esther (2021). “Los 6 coches que ya están o que estarán en las carreteras en 2022”. Movilidadelectrica.com [Online]. Disponible: <https://movilidadelectrica.com/coches-de-hidrogeno-actuales-y-proximos/>

[47] Nuevo, David (2022). “Qué es una hidrogenera en España”. TECPA, energías renovables [Online]. Disponible: <https://www.tecpa.es/hidrogenera/#:~:text=Actualmente%20solo%20hay%20seis%20hidrogenas%20y%20no%20son,en%20Madrid%2C%20Sevilla%2C%20Zaragoza%2C%20Huesca%2C%20Albacete%20y%20Puertollano.>

[48] Sardina, Charo (2021). “Inaugurada en Madrid la primera hidrogenera pública en España”. El Confidencial [Online]. Disponible: https://www.elconfidencial.com/motor/2021-02-03/hidrogenera_2933219/

[49] “Planificación de la red ibérica de hidrogeneras” [Online]. Disponible: <https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-hidrogeneras/>

[50] Sauras, Álvaro (2021). “Cuánto cuesta producir y utilizar el hidrógeno para los coches”. Autofácil [Online]. Disponible: https://www.autofacil.es/coches-electricos-e-hibridos/cuesta-producir-utilizar-hidrogeno-coches/188916.html?_sm_au_=iVVWt72VVw41S3RNB4C8NKHvQ2WLF

[51] “Hidrógeno Verde: Precio del Hidrógeno” [Online]. Disponible: <https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/>

[52] “NEXO: Conduce hacia un futuro más limpio” [Online]. Disponible: <https://www.hyundai.com/es/modelos/nexo.html>

[53] “km77: Precio y ficha técnica del Hyundai Nexa (2018)” [Online]. Disponible: <https://www.km77.com/coches/hyundai/nexo/2018/estandar/estandar/nexo/datos>

[54] “Dimensiones, datos técnicos y precios del Audi Q5 Advanced 35 TDI” [Online]. Disponible: <https://www.audi.es/es/web/es/modelos/q5/q5.html#>

[55] “Toyota y el hidrógeno: una historia de pasado, presente y (mucho) futuro” [Online]. Disponible: <https://prensa.toyota.es/toyota-y-el-hidrogeno-una-historia-de-pasado-presente-y-mucho-futuro/>

[56] “Mirai: Rompiendo las barreras y yendo más allá” [Online]. Disponible: <https://www.toyota.es/coches/mirai>

[57] “Dimensiones, datos técnicos y precios del Audi A6 Basic 40 TDI” [Online]. Disponible: <https://www.audi.es/es/web/es/modelos/a6/a6.html#>